

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт управления бизнес-процессами и экономики

Экономика и организация предприятий энергетического и
транспортного комплексов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
подпись
« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.03.09 «Экономика предприятий и организаций (нефтяная и газовая
промышленность)»
код и наименование специальности

**РАЗРАБОТКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ГЕОЛОГО-
РАЗВЕДОВАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ (НА ПРИМЕРЕ ООО «СН-КНГ»)**

Руководитель	_____	<u>д.э.н., доцент каф. ЭОПЭТК</u>	<u>Е. В. Кашина</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Е. А. Русанов</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>Е. В. Бочарова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2016

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Разработка инвестиционного проекта геолого-разведочной скважины (на примере ООО «СН-КНГ»)» содержит 78 страниц текстового документа, 51 использованный источник.

ИНВЕСТИЦИИ, ПРИБЫЛЬ, ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ, ОЦЕНКА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ, NPV.

Объект исследования – ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». Предмет – инвестиционный проект.

Цель работы – оценка инвестиционного проекта разведывательной скважины и производство расчета и анализа его эффективности на примере ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

В соответствии с поставленной целью в дипломном проекте были раскрыты теоретические и методологические подходы к оценке инвестиционных проектов, проведена оценка эффективности проекта геолого-разведочной скважины и оценка его чувствительности.

В итоге был произведен анализ рисков проекта и ряд рекомендаций по устойчивости проекта ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» и произведен расчет капитальных вложений и операционных затрат, а также операционной, инвестиционной и финансовой деятельности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1. Теоретический и методологический подходы к оценки инвестиционных проектов	7
1.1 Теоретические аспекты инвестиционного проекта.....	7
1.2 Методологический подходы к оценки инвестиционных проектов	14
1.3 Нормативно-правовое обеспечение инвестиционной деятельности.....	24
1.4 Макроэкономическая ситуация нефтяной и газовой отрасли.....	29
2. Обоснование инвестиционного проекта разведывательной скважины	37
2.1 Характеристика ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» как участника инвестиционного проекта	37
2.2. Техничко-экономическое обоснование инвестиционного проекта.....	44
2.2.1 Описание проекта.....	44
2.2.2 Производственный план	60
2.2.3.Расчет капитальных вложение и операционных затрат	62
3. Оценка эффективности инвестиционного проекта	64
3.1 Расчет операционной, инвестиционной и финансовой деятельности ...	64
3.2 Оценка чувствительности проекта.....	67
Заключение	71
Список использованных источников	73

ВВЕДЕНИЕ

Развитие российского топливно-энергетического комплекса (ТЭК) является на сегодняшний день одной из возможностей решить ряд задач, которые стоят на пути экономического развития России. Как известно, ТЭК является одним из основных источников формирования бюджета, который обеспечивает до 40% бюджетных поступлений.

Сложная экономическая и политическая ситуация, в которой находится Россия после распада СССР, диктует необходимость определения стратегических направлений развития ТЭКа в условиях становления рыночных отношений в стране.

В отличие от Западной Сибири, которая характеризуется значительными запасами нефти и газа и высокой степенью их изученности, Восточная Сибирь и Дальний Восток, являются по сути дела, тем потенциалом, который предстоит задействовать в 21 веке.

Главной целью энергетической стратегии России является создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны, адекватного как потребностям растущей экономики в энергоресурсах, так внешнеэкономическим интересам России, обеспечивающего необходимый вклад в социально ориентированное инновационное развитие страны.

Топливо-энергетический комплекс Красноярского края (ТЭК) является системообразующим звеном для экономики Красноярского края. Для составляющих его видов деятельности (добыча угля, производство электро и теплоэнергии) в структуре ВРП на протяжении длительного периода времени остается на уровне 8-9%. В общей занятости населения Красноярского края доля занятых в производстве электроэнергии и теплоэнергии составляет 5 процентов [13].

Суммарная установленная мощность энергетических Красноярского края превышает 14 ГВт, что обеспечивает краю одну из лидирующих позиций в

Российской Федерации. По объемам производства электроэнергии Красноярский край занимает четвертое место в Российской Федерации

Доля Красноярского край по объёму производства электроэнергии составляет 5,5 % от общей выработки электроэнергии Российской Федерации (61,4 млрд кВт/ч).

Внутренний спрос на энергоресурсы определяется ожидаемой динамикой экономического развития, изменениями в структуре экономики и уровне ее удельной энергоемкости.

Нефтегазовый комплекс новый и перспективный сегмент краевой промышленности. До недавнего времени его вклад в региональную экономику был крайне незначительным. С вводом в промышленную эксплуатацию в августе 2009 года Ванкорского нефтегазового месторождения отрасль начала играть существенную роль в экономике региона. В настоящее время доли нефтегазового комплекса (НГК) в структуре промышленного Производства край составляет 23,5% и обеспечивает занятость 5,0 тыс. чел. (0,48% от общей численности, занятых в экономике края). Вклад края в общероссийское производство составляет 3% по добыче нефти и по нефтепереработке, 0,33% по добыче газа.

С учетом истощения сырьевой базы в Западной Сибири и Европейской части России в стратегической перспективе край должен рассматриваться как одна из основных баз углеводородного сырья России, способная поддержать экспортный потенциал страны на рынке углеводородного сырья. Вследствие своего выгодного географического местоположении относительно крупных азиатских потребителей нефти, край может стать важным элементом един системы добычи, транспортировки нефти и газа с четкой экспортной ориентацией на рынки стран АТР [22].

Таким образом, актуальность выбранной темы, посвященной проблеме освоения нефтегазового комплекса Восточной Сибири, обосновывала необходимостью оперативного и эффективного управления ею на современном предприятии.

Цель работы заключается в оценке инвестиционного проекта разведывательной скважины и производство расчета и анализа его эффективности.

Для того чтобы проанализировать инвестиционный проект предусматривается решение следующих задач:

- рассмотрение теоритических и методологических подходов оценки проекта.
- раскрыть сущность современной методики оценки эффективности инвестиционного проекта и показателей оценки эффективности;
- произвести расчет и анализ эффективности инвестиционного проекта по строительству разведывательной скважины.

Объектом исследования данной работы является оценка инвестиционного проекта по строительству разведывательной скважины, разрабатываемой компанией ООО «Славнефть-Краснояскнефтегаз».

Предметом данной работы является методология анализа и оценки инвестиционного проекта.

Теоретической и методологической основой для написания бакалаврской работы послужили труды отечественных и зарубежных авторов в области оценки экономической эффективности проектов и технико-экономическое обоснование разработки месторождений, а также существующие типы отраслевой методики, рекомендации по оценке эффективности инвестиций.

1. Теоретический и методологический подходы к оценке инвестиционных проектов

1.1 Теоретические аспекты инвестиционного проекта

Исходное условие инвестирования капитала – получение в будущем экономической отдачи в виде денежных поступлений, достаточных для возмещения первоначально инвестированных затрат капитала, в течение срока осуществления инвестиционного проекта.

Чтобы судить о привлекательности любого инвестиционного проекта, следует рассмотреть четыре элемента:

- объем затрат – инвестиций (investment);
- потенциальные выгоды в виде денежных поступлений от хозяйственной деятельности (operating cash flows);
- экономический срок жизни инвестиций, т.е. период времени, в течение которого инвестированный проект будет приносить доход (economic life);
- любое высвобождение капитала в конце срока экономического жизненного цикла инвестиций – ликвидационная стоимость (terminal value).

Анализ этих параметров позволяет оценить привлекательность инвестиционного проекта.

В коммерческой практике принято различать следующие типы таких инвестиций:

- инвестиции в основные средства;
- инвестиции в нематериальные активы;
- инвестиции в денежные активы.

Под денежными активами понимаются право на получение денежных средств от других физических и юридических лиц, например банковские депозиты, облигации, акции и тому подобное.

На рисунке 1 приведен финансовый профиль гипотетического инвестиционного проекта.

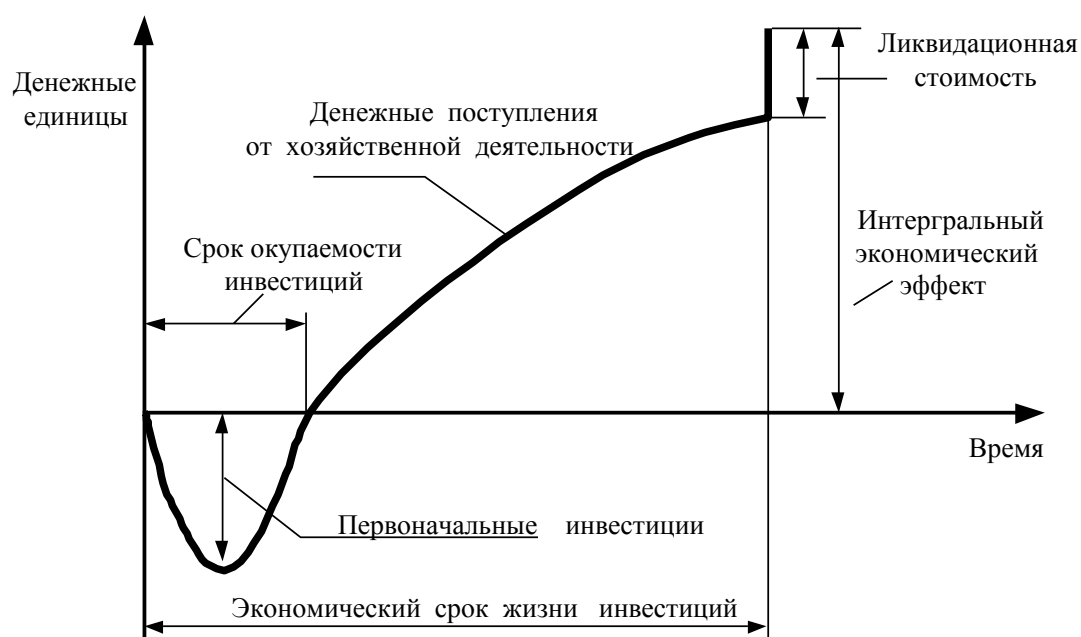


Рисунок 1 – Финансовый профиль гипотетического инвестиционного проекта

Инвестиции в основные средства и нематериальные активы принято называть инвестициями в реальные активы. Оба типа инвестиций имеют большое значение для сохранения жизнеспособности предприятия и его развития. Однако в настоящем учебном пособии мы сосредоточимся на проблемах инвестиций в реальные активы, полагая, что проблемы денежных инвестиций излагаются в курсе финансового менеджмента.

Подготовка инвестиционного проекта – длительный и обычно, весьма дорогостоящий процесс, состоящий из ряда стадий и этапов.

В мировой практике различают три этапа этого процесса:

- предынвестиционный этап;
- инвестиционный этап;
- этап эксплуатации вновь созданных объектов.

Логика такой дифференциации проекта следующая: вначале необходимо найти саму возможность повышения показателей предприятия с помощью

инвестирования, иными словами – во что можно вложить деньги. После тщательно проработать все аспекты реализации инвестиционной идеи и разработать адекватный предварительный проект (или бизнес-план), основанный на не совсем полной информации (усредненных статистических показателях, аналогиях, оценках экспертов). Подготовка данной информации не требует серьезных затрат, но должна быть осуществлена быстро. Если такой предварительный проект представляет интерес, то исследования стоит продолжить. Это предполагает дальнейшую, углубленную проработку и внимательную оценку экономических и финансовых параметров намечаемого инвестирования. Ясно, что требования к достоверности используемой информации на этой стадии повышаются. Все расчеты должны быть объективными, насколько это возможно. Наконец, если результаты этой оценки оказываются привлекательными, далее следует стадия принятия окончательного решения о реализации проекта и выборе наилучшей схемы его финансирования.

Достоинство такого последовательного подхода состоит в том, что он дает возможность постепенного нарастания усилий и затрат, инвестируемых в подготовку проекта.

В самом деле, неотъемлемым элементом каждой из стадий является оценка полученных результатов и отбор наиболее многообещающих проектов. Только эти отобранные проекты становятся объектами исследования на следующих этапах, только они получают дальнейшее финансирование. Проекты же, не подтвердившие свою перспективность, сразу же отвергаются, что позволяет избежать крупной траты денег.

Важность такой фильтрации проектов обусловлена тем, что, по имеющимся оценкам, стоимость работ по окончательной подготовке и оценке проекта может достигать для малых проектов 1-3%, а для крупных 0,2-1% общей суммы инвестиций.

На этой стадии работ основной задачей является разработка проекта, то есть решение общей задачи, для любой новой коммерческой деятельности.

Однако, если для небольшого коммерческого проекта, который не требует дополнительного инвестиционного цикла или связан с относительно малыми суммами капитальных затрат, разработанный проект (предварительная подготовка) может стать основным обосновывающим документом, то при подготовке крупных проектов инвестиций в реальные активы он ставится лишь в промежуточным, хотя является по-прежнему важным. Задача такого проекта является поиск ответа на два основных вопроса:

- является ли концепция инвестиционного проекта перспективной настолько и выгодной в будущем, что есть смысл продолжать работать над ней, и начинать готовить детальные материалы оценки технико-экономической и финансовой привлекательности проекта?

- есть ли в концепции такие аспекты, которые имеют критическое значение в будущем и проработке которых следует уделить пристальное внимание?

Что же такое инвестиционный проект и что он из себя представляет?

Инвестиционный проект – это документ, который описывает все основные аспекты будущего коммерческого предприятия, анализирует все проблемы, с которыми оно может столкнуться, а также определяет способы решения этих проблем.

Вследствие этого, верно составленный инвестиционный проект в конечном счете отвечает на вопрос: стоит ли, в принципе, вкладывать деньги в это дело и способно ли оно принести доходы, окупающие все затраты, силы и средства?

«Миссия» инвестиционного проекта, помимо денежной прибыли, состоит в том, чтобы помочь предпринимателям и экономистам решить следующие задачи:

- изучение перспектив емкости, а также будущего рынка сбыта;
- оценка затрат, необходимых для изготовления и сбыта необходимой данному рынку продукции, и соизмерение их с теми ценами, по которым

можно будет продавать свою продукцию, для определения потенциальной прибыльности;

- обнаружение всех возможных «подводных камней», подстерегающих новое дело;

- определение показателей и параметров, на основе которых можно будет производить регулярную оценку деятельности предприятия.

Предварительный инвестиционный проект должен иметь вполне определенную структуру, аналогичную той, которая будет необходима при детальной разработке проекта. В этой структуре особо выделяются разделы, посвященные анализу возможных решений:

- 1) объемов и структуры производства товаров, на основе изучения потенциала рынка и производственных мощностей, необходимых для обеспечения прогнозируемых объемов выпуска товаров;
- 2) технических основ организации производства: характеристике будущей технологии и парка оборудования, необходимого для ее реализации;
- 3) желательного и возможного размещения новых производственных объектов;
- 4) используемых ресурсов и их объемов, необходимых для производства;
- 5) организации трудовой деятельности персонала и оплаты труда;
- 6) размеров и структуры накладных расходов;
- 7) организационно-правового обеспечения реализации проекта, включая юридические формы функционирования вновь создаваемого объекта;
- 8) финансового обеспечения проекта, т. е. оценки необходимых сумм инвестиций, возможных производственных затрат, а также способов получения инвестиционных ресурсов и достижимой прибыльности их использования.

Подготовка детального технико-экономического и финансового обоснования проекта должна обеспечивать альтернативное рассмотрение проблем, связанных со всеми аспектами готовящихся инвестиций: техническими, финансовыми и коммерческими. Очевидно, что решение такой

задачи не по силам только экономистам, а потому желательно, чтобы на этом этапе над проектом работала постоянная группа специалистов различного профиля (в зависимости от вида деятельности предприятия и его особенностей). Например, для разработки проектов в сфере материального производства можно рекомендовать следующий состав группы:

- 1) Экономист с опытом работы в данной отрасли (руководитель группы);
- 2) Специалист по анализу рынков сбыта будущей продукции;
- 3) Инженер-конструктор, хорошо знающий особенности будущей продукции и возможные проблемы при ее реализации и особенности сервиса;
- 4) Инженеры-технологи, хорошо знающие технологию изготовления продукции;
- 5) Инженер-строитель, имеющий опыт создания аналогичных производств;
- 6) Различные специалисты по учету затрат в производствах данного типа.

Наряду с постоянными специалистами в работе группы обычно принимают участие эксперты по отдельным проблемам (юристы, экологи и т.д.). Это тем более важно, что на данной стадии работы она может приобрести уже итеративный характер. Если выясняется, что приемлемость проекта становится сомнительной в силу каких-то причин, то проектная группа должна попытаться найти альтернативное решение, которое позволит устранить это препятствие на пути к выгодному инвестированию. Речь идет не о «подгонке под заданный результат», а о том, что почти всегда существует несколько возможностей решения одной и той же проблемы, и задача проектной группы состоит именно в поиске той комбинации всех доступных способов решения отдельных проблем, которая сделает проект приемлемым, т.е. позволит производить конкретный продукт для известного рынка с финансовыми результатами, удовлетворяющими инвесторов.

Процесс поиска таких комбинаций, делающих проект привлекательным, должен найти отражение в окончательном документе, поскольку описание его этапов и результатов уже само по себе несет важную информацию в подкрепление достоверности окончательных выводов о целесообразности или нецелесообразности реализации рассматриваемого инвестиционного проекта.

На этой стадии аналитических работ особенно важно как можно точнее определить масштабы будущего проекта, т.е. величину планируемого выпуска или количественные параметры деятельности в сфере услуг. Без такого уточнения бессмысленно вести дальнейший сбор информации. Причина очевидна: от масштабов будущей деятельности на вновь создаваемом производственном объекте будут зависеть потребности в инвестициях, затраты на производство продукции (оказание услуг) и в конечном счете прибыль. Кроме того, без определения масштабов будущей производственной деятельности невозможно проводить достоверное сравнение различных вариантов инвестиционных проектов.

Не менее важная задача этой стадии работ – как можно более точное временное планирование всех видов работ, без которых данный инвестиционный проект не может быть реализован. Такое планирование особенно важно для анализа на основе сопоставления дисконтированных денежных притоков и оттоков.

Подготовка всех типов данных для принятия окончательного решения составляет основное содержание стадии окончательной формулировки инвестиционного проекта и тщательной оценки его технико-экономической и финансовой приемлемости.

Что касается следующей, последней стадии – принятия окончательного решения о целесообразности реализации проекта, то его осуществление предполагает учет целого комплекса факторов, в том числе и внеэкономических (например, политических и социальных), а потому мы не будем его рассматривать, ограничив круг наших тем только экономическими аспектами инвестиционного процесса.

1.2 Методологический подходы к оценки инвестиционных проектов

Общим критерием продолжительности жизненного цикла инвестиционного проекта (ИП) является существенность его денежных потоков.

Денежный поток ИП – это поступления денежных средств и их эквивалентов, а также платежи при реализации ИП. Определение потоков, возникающих при реализации ИП, является одной из самых важных задач экономического анализа инвестиционных проектов.

На каждом шаге значение денежного потока характеризуется: притоком, равным размеру денежных поступлений на определенном шаге; оттоком в размере расходов или платежей данного шага; сальдо, равным разности между притоком и оттоком денежных средств.

Методология прогнозирования денежных потоков предусматривает их структурирование в разрезе трех основных видов хозяйственной деятельности: инвестиционной, операционной, финансовой.

Наряду с денежным потоком при оценке эффективности ИП используются такие понятия, как сальдо потоков от отдельных видов деятельности, сальдо суммарного потока, накопленное сальдо денежного потока.

Сальдо денежного потока по отдельным видам деятельности рассчитывается путем алгебраического суммирования притоков денежных средств (со знаком плюс) и оттоков (со знаком минус) от конкретного вида деятельности на шаге t .

Суммарное сальдо отражает суммарный итог (приток и отток) денежных средств по двум или трем видам деятельности, рассчитанный на каждом шаге расчета t .

Накопленное сальдо денежного потока отражает сумму соответствующих характеристик денежного потока с нулевого шага, включая поэтапно все денежные потоки всех последующих шагов.

Ключевая цель составления прогнозных денежных потоков по проекту заключается в определении достаточности денежных средств, установлении источников их поступления и направлений расходования. Прогноз денежных потоков инвестиционного проекта является основой для оценки его экономической эффективности.

Экономическую эффективность осуществления инвестирования инновационной деятельности можно, на наш взгляд, определять на основе следующих подходов.

Метод расчета чистого приведенного эффекта. Этот метод основан на сопоставлении величины исходной инвестиции в инновацию ($I_{инн}$) с общей суммой дисконтированных чистых денежных поступлений, генерируемых ею в течение прогнозируемого срока. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r , устанавливаемого аналитиком (инвестором) самостоятельно исходя из ежегодного процента возврата, который он хочет или может иметь на инвестируемый им капитал.

В частности, если инвестиция в инновацию ($I_{инн}$) будет генерировать в течение n лет дополнительную чистую прибыль в размере $-(\Delta\Pi_ч)$, экономию на затратах в случае получения синергического эффекта $-(\Delta Z)$, прирост (экономии) налоговых платежей $-(\pm H_{нл})$, то общая накопленная величина дисконтированных доходов (Present Value, PV) и чистый приведенный эффект (Net Present Value, NPV) соответственно будут иметь вид:

$$PV = \sum_k \frac{(\Delta\Pi_ч + \Delta Z \pm H_{нл})_k}{(1+r)^k} \quad (1)$$

$$NPV = \sum_k \frac{(\Delta\Pi_ч + \Delta Z \pm H_{нл})_k}{(1+r)^k} - I_{инн} \quad (2)$$

Если проект предполагает не разовую инвестицию, а последовательное инвестирование финансовых ресурсов в инновацию в течение трех лет, то формула для расчета NPV модифицируется следующим образом:

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{(\Delta\Pi_k + \Delta Z \pm H_{nl})_k}{(1+r)^k} - \sum_{j=1}^m \frac{I_{инн}}{(1+r)^j} \quad (3)$$

Если: $NPV > 0$, инновационный проект может быть принят,

$NPV < 0$, инновационный проект отклоняется,

$NPV = 0$, инновационный проект не является ни прибыльным, ни убыточным.

Метод расчета индекса рентабельности инвестиций. В отличие от чистого приведенного эффекта индекс рентабельности является относительным показателем: он характеризует уровень доходов на единицу затрат, т.е. эффективность вложений – чем больше значение этого показателя, тем выше отдача каждого рубля, инвестированного в данный проект. Благодаря этому критерий PI очень удобен при выборе одного проекта из ряда альтернативных, имеющих примерно одинаковые значения NPV (в частности, если два проекта имеют одинаковые значения NPV , но разные объемы требуемых инвестиций, то очевидно, что выгоднее тот из них, который обеспечивает большую эффективность вложений), либо при комплектовании портфеля инвестиций с целью максимизации суммарного значения NPV . Индекс рентабельности (PI) соответственно будет определяться:

$$PI = \frac{\sum_k \frac{(\Delta\Pi_k + \Delta Z \pm H_{nl})_k}{(1+r)^k}}{I_{инн}} \quad (4)$$

Если: $PI > 1$, инновационный проект следует принять;

$PI < 1$, инновационный проект следует отвергнуть;

$PI = 1$, инновационный проект не является ни прибыльным, ни убыточным.

Метод расчета внутренней нормы прибыли инвестиций. Под внутренней нормой прибыли инвестиции (IRR – синонимы: внутренняя доходность, внутренняя окупаемость) понимают значение коэффициента дисконтирования r , при котором $NPV = 0$, т.е. $IRR = r$, при котором $NPV = f(r) = 0$.

Иными словами, если обозначить $И_{инн} = \Delta\Pi_ч + \Delta Z \pm H_{нл}$, то IRR можно найти из уравнения:

$$\sum_{k=1}^n \frac{(\Delta\Pi_ч + \Delta Z \pm H_{нл})_k}{(1 + IRR)^k} = 0 \quad (5)$$

Смысл расчета внутренней нормы прибыли при анализе эффективности планируемых инвестиций в инновацию, как правило, заключается в следующем: IRR показывает ожидаемую доходность проекта, и, следовательно, максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть ассоциированы с данным проектом.

Например, если инновационный проект полностью финансируется за счет ссуды коммерческого банка, то значение IRR показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которого делает проект убыточным.

На практике любая коммерческая организация финансирует свою деятельность, в том числе и инновационную, из различных источников. В качестве платы за пользование авансированными в деятельность организации финансовыми ресурсами она уплачивает проценты, дивиденды, вознаграждения и т.п., иными словами, несет некоторые обоснованные расходы на поддержание экономического потенциала. Показатель, характеризующий относительный уровень этих расходов в отношении долгосрочных источников средств, как обсуждалось выше, называется средневзвешенной ценой капитала

(WACC). Этот показатель отражает сложившийся в коммерческой организации минимум возврата на вложенный в ее деятельность капитал, его рентабельность, и рассчитывается по формуле средней арифметической взвешенной.

Таким образом, экономический смысл критерия *IRR* заключается в следующем: коммерческая организация может принимать любые решения в сфере инвестирования инноваций, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя «цена капитала» *CC*, под последним понимается либо *WACC*, если источник средств точно не идентифицирован, либо цена целевого источника, если таковой имеется. Именно с показателем *CC* сравнивается критерий *IRR*, рассчитанный для конкретного проекта, при этом связь между ними такова.

Если: $IRR > CC$, то проект следует принять;

$IRR < CC$, то проект следует отвергнуть;

$IRR = CC$, то проект не является ни прибыльным, ни убыточным.

Независимо от того, с чем сравнивается *IRR*, очевидно одно: проект принимается, если его *IRR* больше некоторой пороговой величины; поэтому при прочих равных условиях, как правило, большее значение *IRR* считается предпочтительным.

Практическое применение данного метода основывается на выборе двух значений ставки дисконтирования $r_1 < r_2$ таким образом, чтобы в интервале (r_1, r_2) функция $NPV = f(r)$ меняла свое значение с «+» на «-» или с «-» на «+». В частности, можно применить следующую формулу:

$$IRR = r_1 + \frac{f(r_1)}{f(r_1) - f(r_2)} \times (r_2 - r_1) \quad (6)$$

Точность вычислений обратно пропорциональна длине интервала (r_1, r_2) , а наилучшая аппроксимация с использованием табулированных значений достигается в случае, когда длина интервала минимальна (равна 1%), т.е. r_1 и r_2

– ближайшие друг к другу значения коэффициента дисконтирования, удовлетворяющие условиям (в случае изменения знака функции $y = f(r)$ с «+» на «-»).

Метод определения срока окупаемости инвестиций. Этот метод, являющийся одним из самых простых и широко распространенных в мировой учетно-аналитической практике, не предполагает временной упорядоченности денежных поступлений. Алгоритм расчета срока окупаемости (Pay-Back Period) зависит от равномерности распределения прогнозируемых доходов от инвестиции. Если доход распределен по годам равномерно, то срок окупаемости рассчитывается делением единовременных затрат на величину годового дохода. При получении дробного числа оно округляется в сторону увеличения до ближайшего целого. Если прибыль распределена неравномерно, то срок окупаемости рассчитывается прямым подсчетом числа лет, в течение которых инвестиция будет погашена кумулятивным доходом. Общая формула расчета показателя PP имеет вид, $PP = \min n$, при котором:

$$\sum_{k=1}^n (\Delta\Pi_k + \Delta Z \pm H_{пл})_k \geq I_{инн}. \quad (7)$$

Некоторые специалисты при расчете показателя PP все же рекомендуют учитывать временной аспект. В этом случае в расчет принимаются денежные потоки, дисконтированные по показателю $WACC$, а соответствующая формула для расчета дисконтированного срока окупаемости, DPP , имеет вид, $DPP = \min n$, при котором:

$$\sum_{k=1}^n (\Delta\Pi_k + \Delta Z \pm H_{пл})_k \times \frac{1}{(1+r)^k} \geq I_{инн}. \quad (8)$$

Для удобства расчетов можно пользоваться дисконтирующим множителем. Очевидно, что в случае дисконтирования срок окупаемости

увеличивается, т.е. всегда $DPP > PP$. Иными словами, проект, приемлемый по критерию PP , может оказаться неприемлемым по критерию DPP .

Метод расчета коэффициента эффективности инвестиций. Этот метод имеет две характерные черты: во-первых, он не предполагает дисконтирования показателей дохода; во-вторых, доход характеризуется показателем чистой прибыли PN (прибыль за минусом отчислений в бюджет). Алгоритм расчета исключительно прост, что и предопределяет широкое использование этого показателя на практике: коэффициент эффективности инвестиции, называемый также учетной нормой прибыли (ARR), рассчитывается делением среднегодовой прибыли ($П_{ср.г.}$) на среднюю величину инвестиции (коэффициент берется в процентах). Средняя величина инвестиции находится делением исходной суммы капитальных вложений на два, если предполагается, что по истечении срока реализации анализируемого проекта все капитальные затраты будут списаны; если допускается наличие остаточной или ликвидационной стоимости ($Л$), то ее оценка должна быть учтена в расчетах. Иными словами, существуют различные алгоритмы исчисления показателя ARR , достаточно распространенным является следующий:

$$ARR = \frac{П_{ср.г.}}{1/2 \times (И_{инн} + Л)}. \quad (9)$$

Данный показатель чаще всего сравнивается с коэффициентом рентабельности авансированного капитала, рассчитываемого делением общей чистой прибыли коммерческой организации на общую сумму средств, авансированных в ее деятельность (итог среднего баланса-нетто). В принципе возможно и установление специального порогового значения, с которым будет сравниваться ARR , или даже их системы, дифференцированной по видам проектов, степени риска, центрам ответственности и др.

Метод, основанный на коэффициенте эффективности инвестиции, также имеет ряд существенных недостатков, обусловленных в основном тем, что он

не учитывает временной компоненты денежных потоков. В частности, метод не делает различия между проектами с одинаковой суммой среднегодовой прибыли, но варьирующей суммой прибыли по годам, а также между проектами, имеющими одинаковую среднегодовую прибыль, но генерируемую в течение различного количества лет.

Практическое применение рассмотренных методов, на наш взгляд, должно носить комплексный характер.

Для определения коммерческого рейтинга инновационных проектов и отбора их для финансирования может быть использован, на наш взгляд, следующий алгоритм.

1 Определить перечень оцениваемых критериев: (i_1, i_2, \dots, i_n) в частности, нами предлагается использовать критерии NPV , IRR , PI , DPP .

2 Определить весомость каждого критерия: (a_i) , причем соблюдается условие $a_1 + a_2 + \dots + a_n = 1$.

3 Определить уровень соответствия фактического значения эталонному, по каждому критерию:

$$UC_i = \frac{I\phi}{I_{\text{э\text{т}}}} \quad (10)$$

в частности:

$$UC_1 = \frac{NPV_{\phi}}{NPV_{\text{э\text{т}}}}, UC_2 = \frac{PI_{\phi}}{PI_{\text{э\text{т}}}}, UC_3 = \frac{IRR_{\phi}}{IRR_{\text{э\text{т}}}}, UC_4 = \frac{DPP_{\phi}}{DPP_{\text{э\text{т}}}}. \quad (11)$$

4 Определить вес каждого критерия:

$$Bi = \epsilon_i \times UC_i. \quad (12)$$

5 Определить интегральный показатель (коммерческий рейтинг) проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{комм}} = \epsilon_1 \times \frac{NPV_{\phi}}{NPV_{\text{эт}}} + \epsilon_2 \times \frac{PI_{\phi}}{PI_{\text{эт}}} + \epsilon_3 \times \frac{IRR_{\phi}}{IRR_{\text{эт}}} + \epsilon_4 \times \frac{DPP_{\phi}}{DPP_{\text{эт}}} \quad (13)$$

Весомость каждого критерия, приведенного в формуле расчета коммерческого рейтинга, распределена следующим образом: a_1 - 40 баллов из 100; a_2 - 30 баллов из 100; a_3 - 20 баллов из 100; a_4 - 10 баллов из 100.

Конкретный выбор соотношения «критерий – весомость», устанавливается для каждого проекта индивидуально, с учетом интересов заинтересованных сторон. Данный подход является актуальным, поскольку в настоящий момент нет единого мнения относительно рейтинга значимости рассмотренных показателей.

Как правило, противоречия возникают между критериями различных групп – основанных на дисконтированных и не дисконтированных оценках, однако даже на интуитивном уровне можно предположить, что такие расхождения могут возникнуть и внутри группы однородных критериев.

Действительно, что касается критериев PP и ARR , то они являются абсолютно независимыми друг от друга, и поскольку в компании могут устанавливаться различные пороговые значения для данных критериев, возможность возникновения противоречия между ними совершенно не исключена.

Взаимосвязи между критериями, основанными на дисконтированных оценках, несколько более сложны. В частности, существенную роль играет то обстоятельство, идет ли речь о единичном проекте или инвестиционном портфеле, в котором могут быть как независимые, так и взаимоисключающие проекты. Единичный проект является частным случаем портфеля независимых проектов. В этом случае критерии NPV , PI и IRR дают одинаковые рекомендации по поводу принятия или игнорирования проекта. Иными словами, проект, приемлемый по одному из этих критериев, будет приемлем и

по другим. Причина такого «единодушия» состоит в том, что между показателями NPV , PI , IRR , CC имеются очевидные взаимосвязи:

- если $NPV > 0$, то одновременно $IRR > CC$ и $PI > 1$;
- если $NPV < 0$, то одновременно $IRR < CC$ и $PI < 1$;
- если $NPV = 0$, то одновременно $IRR = CC$ и $PI = 1$.

Необходимо еще раз подчеркнуть, методы, основанные на дисконтированных оценках, с теоретической точки зрения, являются более обоснованными, поскольку учитывают временную компоненту денежных потоков, с чем на наш взгляд, следует согласиться.

Таким образом, основной вывод состоит в том, что из всех рассмотренных критериев наиболее приемлемыми для принятия решений инвестирования в инновационную деятельность являются критерии NPV , IRR , PI , DPP . Несмотря на отмеченную взаимосвязь между этими показателями, при оценке альтернативных инвестиционных проектов проблема выбора критерия все же остается. Основной причиной является неравнозначный характер данных показателей, в частности NPV , DPP – абсолютные показатели, а PI и IRR – относительные.

При принятии решения можно руководствоваться следующими соображениями:

а) рекомендуется выбирать вариант с большим значением NPV , поскольку этот показатель характеризует возможный прирост рыночной стоимости хозяйствующего субъекта;

б) возможен дополнительный расчет коэффициента IRR , для оценки целесообразности прироста затрат, при этом если $IRR > CC$, то затраты можно считать оправданными, и целесообразно принять проект с большими капитальными вложениями.

Исследования, проведенные крупнейшими специалистами в области финансового менеджмента, показали, что в случае противоречия более предпочтительно использование критерия NPV . Основных аргументов в пользу этого критерия два:

1 *NPV* дает вероятностную оценку прироста рыночной стоимости хозяйствующих субъектов;

2 *NPV* обладает свойством аддитивности, что позволяет складывать значения показателя *NPV* по различным проектам и использовать агрегированную величину для оптимизации инвестиционного портфеля. В то же время практика американского менеджмента показывает, что критерий *IRR* более предпочтителен критерию *NPV*, в соотношении 3:1.

Это объясняется тем, что критерий *IRR* является более предпочтительным для сравнения проектов с точки зрения «резерва безопасности». В подобной ситуации может использоваться и такой критерий, как *PI*. Так, при прочих равных условиях, чем больше *IRR* по сравнению с ценой капитала проекта, тем больше резерв безопасности. Что касается критерия *PI*, то правило здесь таково: чем больше значение *PI* превосходит единицу, тем больше резерв безопасности. Иными словами, с позиции риска можно сравнивать два проекта по критериям *IRR* и *PI*, но нельзя по критерию *NPV*.

1.3 Нормативно-правовое обеспечение инвестиционной деятельности

Регулирование инвестиционной деятельности должно быть рациональным по результатам и сбалансированным по степени гибкости.

Это невозможно без создания определенных правовых форм. Право устанавливает нормативную базу, определяет положение субъекта инвестиционной деятельности, устанавливает юридическую ответственность, определяет различное использование инвестиционной деятельности и контролирует отношения между участниками, в том числе и с государством.

В рыночной экономике основная роль экономико-правовых регуляторов – стимулировать и направлять инвестиционный процесс для сбалансированного развития национальной экономики.

Правовое регулирование инвестиционной деятельности в Российской Федерации осуществляется двумя законодательствами [9, с. 15].

Первое – это специальное инвестиционное законодательство, второе – гражданское и хозяйственное.

Инвестиционное законодательство контролирует и направляет порядок привлечения отечественных и иностранных инвестиций. Специальное правовое регулирование инвестиционной деятельности представлено нормативно-правовыми актами, поэтому носит комплексный характер.

Для субъекта инвестирования важно знать все основные положения законодательства для недопущения ошибок, которые могут впоследствии привести к плохим результатам.

Стимулировать инвестиционную деятельность необходимо в связи с высокими инвестиционными рисками и высокой стоимостью кредитных ресурсов. Действующая система стимулов реализуется в форме налоговых и таможенных льгот и имеет фискальный характер. Налоговые льготы, предоставляемые субъектами федерации инвесторам, распространяются на все налоги, составляющие бюджет инвесторов. Наиболее часто льготы предоставляются:

- по налогу на прибыль;
- налогу на имущество;
- транспортному налогу;
- налогу на операции с ценными бумагами;
- акцизам в добывающих отраслях.

Раньше льготы предоставлялись осторожно и по весьма ограниченному спектру, в последнее время – практически повсеместно и большим разнообразием. В этом заключается своеобразная тенденция со стороны региональных властей.

В основном схема предоставления субъектами Федерации налоговых льгот зависит от:

- размера инвестиций;
- рода деятельности субъекта;
- длительности предоставления льгот;

– целевого назначения инвестиций.

Есть три направления развития системы стимулирования инвестиционной активности.

Нормативно-правовые акты по своей сути направлены на обеспечение дополнительных налоговых льгот и предоставление бюджетных гарантий инвесторам.

Для инициирования стабильного инвестиционного подъема необходима благоприятная среда инвестиционной деятельности, разработка методов и форм экономического регулирования, которые учитывают реальную инвестиционную ситуацию. Роль и место государства в переходной экономике в целом и в частности в инвестиционном процессе – дискуссионная тема среди ученых. Главной их целью является поиск ответа на вопрос об определенной роли государства в рыночной экономике.

Основная задача государства – это создание благоприятных условий для роста частных инвестиций при ограничении своей функции непосредственного инвестора. Переходная экономическая система, выведенная из сторон, требует более активного участия государства. Это показывает российская экономическая практика истекшего десятилетия.

Участие государства осуществляется не только в создании правовой основы деятельности частных инвесторов, но и в прямом инвестировании для достижения необходимых структурных сдвигов. Невозможно переоценить особую роль государственных инвестиций. Это важнейший рычаг модернизации структуры народного хозяйства, преодоления определенных диспропорций, накопившихся в советский и послесоветский периоды.

Государство регулирует инвестиционную деятельность для развития рыночных отношений в стране. Регулирующая роль государства возрастает в условиях кризиса, а также проведения реформ. И наоборот, ослабевает при стабильной оживленной экономике.

Осуществляется государственное регулирование инвестиционной деятельности органами государственной власти РФ в соответствии с

федеральным законом от 25.02.1999 г. №39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений».

Формы и методы государственного регулирования, а также порядок принятия решений и проведения экспертизы проектов, раскрываются в третьей главе закона «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» [22, с. 23]. Государственное регулирование включает в себя два компонента.

Задачей косвенного регулирования является создание благоприятных условий для реализации инвестиционной деятельности.

Это регулирование помогло разработать различные методы воздействия, которые стимулируют развитие инвестиционной деятельности.

Методы воздействия включают в себя: защиту интересов инвесторов, амортизационную политику, налоговую политику и другие меры воздействия.

Благоприятные условия для развития инвестиционной деятельности осуществляются путем:

- установление налоговых режимов, не носящих индивидуального характера;
- защиты интересов инвесторов;
- предоставления в пользование земли и природных ресурсов на льготных условиях;
- расширения строительства объектов социально-культурного назначения с большим использованием средств населения или других внебюджетных источников;
- создания и развития информационно-аналитической сети, для проведения рейтингов;
- применения антимонопольной политики;
- расширения возможностей при осуществлении кредитования;
- развития в РФ финансового лизинга;

- проведения в соответствии с темпами инфляции переоценки основных фондов;
- помощи в создании собственных инвестиционных фондов.

Прямое участие государства в инвестиционной деятельности оказывает помощь при осуществлении капитальных вложений за счет средств федерального бюджета.

Формами прямого участия являются: разработка и финансирование проектов, осуществляемых РФ, а также за счет федерального бюджета; составление сметы технического перевооружения объектов, финансируемых за счет федерального бюджета; предоставление государственных гарантий за счет бюджетов субъектов РФ; размещение средств на условиях платности, срочности и возвратности; закрепление части акций в государственной собственности, реализация которых через рынок ценных бумаг возможна лишь через определенный срок; проведение экспертизы инвестиционных проектов в соответствии с законодательством РФ; защита российского рынка от поставок устаревших энергоемких и ненадежных материалов; разработка норм и правил осуществления контроля за их соблюдением; выпуск облигационных займов; вовлечение в инвестиционный процесс временно приостановленных строек и объектов, находящихся в государственной собственности; предоставление средств по итогам аукционов российским и иностранным инвесторам.

Все инвестиционные проекты подлежат экспертизе до их утверждения. Это проводится независимо от источников финансирования и форм собственности объекта.

Проводится экспертиза для предотвращения нарушения прав физических и юридических лиц и интересов государства, а также для оценки эффективности капитальных вложений.

В соответствии с главой пять Федерального закона «Об инвестиционной деятельности в российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» регулирование инвестиционной деятельности осуществляется

органами местного самоуправления. Методы и формы такого регулирования такие же, как на федеральном уровне.

1.4 Макроэкономическая ситуация нефтяной и газовой отрасли

Драматическое падение цен на нефть к январю 2015 г. вдвое за полгода не было реалистичным и ожидаемым вариантом для большинства экономистов и энергетиков. Объективные параметры долгосрочного развития нефтяного рынка и стран-производителей остаются на уровне 70–80 долл./барр. – такие цифры стоят в бюджетах арабских стран Персидского залива на 2015 год. Но это логика рациональная, полагающая, что на рынке доминируют долгосрочные факторы и отсутствуют заговоры и какие-либо сложные задачи, вроде подрыва чужих финансов или чужой добычи более дорогой нефти. В краткосрочном периоде цены на нефть могут колебаться достаточно широко. Вопрос в том, как долго мир нефтеэкспортеров, включая арабские страны, сможет продержаться с огромными дефицитами бюджетов. Текущий избыток нефти на мировом рынке не так велик, но взять на себя убытки снижения добычи и политические риски повышения цен на нефть пока никто не хочет. В России основная часть добычи нефти эффективна и при более низких ценах (менее 50 долл./барр.), однако возникают проблемы с бюджетом. Но в зону риска попадают проекты на будущее (трудноизвлекаемая нефть, шельф), падает рентабельность, возникает вопрос о целесообразности отдельных проектов. В мире ситуация начала медленно меняться – добыча в IV квартале 2015 г. продолжила расти, как и раньше, за счет Северной Америки. Но активность в сфере бурения в США начала снижаться. На этом фоне обострились структурные и институциональные проблемы ТЭК, которые не решались при сверхприбылях. Необходимость реформ при низких ценах на нефть относится как ко всей экономике, так и к нефтегазовой отрасли. Институциональные проблемы будут сказываться на протяжении 2016 года – здесь эффекты не моментальные, но фундаментальные.

Ключевая же статистика по Российской нефти представлена на рисунке 2.

Показатель	Единица измер.	Июль 2015	Авг. 2015	Сент. 2015	Окт. 2015	Нояб. 2015	Дек. 2015	Изменение*, %	
								К соотв. месяцу пр. года	Накоп. 2015/ 2014
Нефть									
Добыча	млн т	44,9	45,1	44,0	45,3	44,0	45,7	1,3	1,3
Экспорт	млн т	19,8	20,0	20,1	21,6	20,1	20,2	23,9	9,0
Переработка	млн т	25,2	25,2	22,8	22,3	23,8	25,2	-0,5	-1,6
Природный газ									
Добыча	млрд куб. м	44,9	44,5	48,0	61,4	60,7	63,4	1,3	-1,0
Экспорт (без СПГ)	млрд куб. м	14,5	13,8	14,0	19,0	16,7	нд	32,6	5,1

Рисунок 2 – Ключевая энергетическая статистика по Российской Федерации

Значения показателей даны по последним имеющимся данным. Источник – Минэнерго России, Росстат .

В декабре 2015 г. добыча и экспорт нефти выросли по сравнению с декабрем 2014 г. на 1,3% и 23,9% соответственно, в то время как нефтепереработка упала на 0,5%. В декабре сильно упало производство мазута – на 19,3% по отношению к декабрю прошлого года. Добыча газа в декабре выросла незначительно – на 1,3% по сравнению с декабрем 2014 года, а по итогам 12 месяцев добыча упала на 1%. Рост экспорта природного газа в ноябре составил 32,6% по отношению к ноябрю 2014 г. График экспорта нефти представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Экспорт нефти из России

В январе цены на нефть опустились ниже отметки 30 долл./барр. Угроза замедления роста экономики Китая и частичное снятие санкций с Ирана создают неопределенность по поводу ликвидации избытка нефти на мировом рынке. В результате снятия запрета на экспорт нефти из США нефть марки WTI торгуется с премией относительно Brent. График цен на бренды нефти представлен на рисунке 4.

В январе МЭА снизило прогноз мирового спроса на нефть в 2016 году на 0,1 млн барр./день – до 95,7 млн барр./день, что на 1,2 млн барр./день больше уровня 2015 года. Также в 2016 году МЭА ожидает сокращение предложения нефти со стороны стран, не входящих в ОПЕК, на 0,6 млн барр./день.

На фоне сохраняющегося профицита предложения и снижающихся цен на мировых рынках нефти Россия и другие страны-экспортеры продолжают наращивать добычу. Параллельно международные агентства подчеркивают неустойчивость такого положения в среднесрочной перспективе и прогнозируют сокращение инвестиций в новые нефтегазовые проекты в мире, а также заморозку некоторых из уже реализуемых проектов. Изменилась ли инвестиционная политика нефтяных компаний России в части разведки и добычи в 2015 году? Каковы их инвестиционные ожидания?

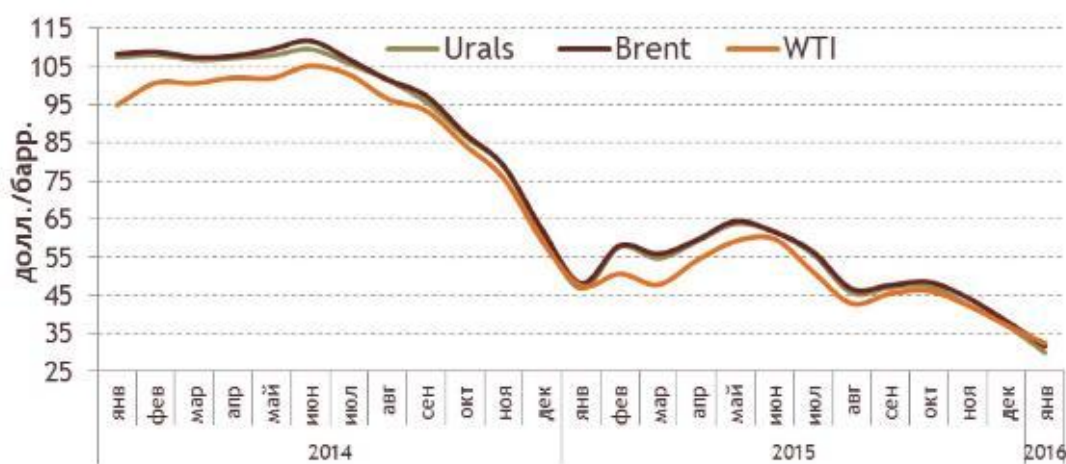


Рисунок 4 – Цена на нефть Urals, WTI и Brent

Прошедший год характеризовался низкими ценами на нефть; цена нефти марки Brent в 2015 году в среднем составила 52,3 долл./барр. В январе 2016 г. она вновь снизилась, колебалась в рамках 30–40 долл./барр. и даже достигала 28 долл./барр. При этом ожидания также неблагоприятны для России: например, в своем краткосрочном энергетическом прогнозе от января 2016 г. АЭИ США ожидает, что среднегодовая цена на нефть в 2016 году не превысит 40 долл./барр. На этом фоне международные агентства прогнозируют рост объема отложенных инвестиций в разработку перспективных нефтяных проектов в мире. В начале 2016 года компания Wood Mackenzie обновила свой отчет полугодовой давности, сообщив, что отложено уже 68 проектов с совокупным объемом инвестиций в 380 млрд. долл. (в отчете от июля 2015 г. сообщалось о приостановке 46 проектов). Большая часть отложенных проектов приходится на Канаду, Анголу, Казахстан, Нигерию, Норвегию и США (на эти страны приходится около 90% отложенных проектов – по запасам нефти). Россия в данном перечне не упоминается. Как и в предыдущем отчете, ожидается, что отложены будут в основном сложные проекты; при этом сейчас по данным отчета наиболее часто замораживаются проекты на глубоководном шельфе. Отдельные данные о сокращении разведочного бурения также приводятся по Азербайджану: SOCAR (Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики) сократила работы по разведочному бурению в 2015 году по сравнению с 2014 годом более чем на 60%.

В этих достаточно неблагоприятных условиях в России по итогам 2015 года был поставлен новый рекорд по объемам добычи нефти – 534 млн т, что на 1,4% превышает аналогичный показатель 2014 года (Рисунок 5). При этом добыча в основном увеличивалась не за счет ВИНК, которые показали относительно сдержанные результаты: добыча «Роснефти» и «Лукойла» сократилась приблизительно на 1%, «Сургутнефтегаз» увеличил свою добычу на 0,3%; более значительные темпы роста показали «Башнефть», «Татнефть» и «Газпром нефть» – добыча компаний выросла на 11,9%, 2,7% и 2,1% соответственно. Рост добычи в целом по стране был обеспечен

преимущественно за счет малых и средних нефтяных компаний, добыча которых выросла примерно на 5 млн т. Это можно объяснить инвестициями предыдущих периодов и выходом ряда месторождений на пиковый уровень добычи.



Рисунок 5 – Добыча нефти и газового конденсата в России и ее структура по компаниям, 2012-2015 годы

Рост добычи в 2015 году наблюдался не только в России, но также в США и некоторых странах ОПЕК. При этом крупнейшие экспортеры из числа стран ОПЕК не планируют сдавать своих позиций по добыче в 2016 году даже при ценах в 30 долл./барр., не желая уступать долю рынка конкурентам. С учетом неблагоприятных прогнозов по мировым ценам на нефть и возможного усиления конкурентного давления, а также сокращения валютной выручки целесообразно рассмотреть ожидания российских нефтяных компаний относительно объемов их будущей добычи.

На фоне роста физических объемов добычи и экспорта в России за 11 месяцев 2015 года совокупная экспортная выручка от продажи нефти и нефтепродуктов в России снизилась на 42% по сравнению с аналогичным периодом 2014 года. Несмотря на такое сокращение валютной выручки, падение цен на нефть в 2015 году для российских нефтяных компаний было в значительной мере компенсировано девальвацией рубля и изменением

налогового законодательства. Это позволило компаниям сохранить рублевые доходы примерно на прежнем уровне. Как результат, по доступным данным финансовой отчетности российских нефтяных компаний за 9 месяцев 2015 года, их инвестиции в разведку и добычу в целом в рублях не сократились. Инвестиции в разведку и добычу российских нефтяных компаний за 9 месяцев 2012-2015 годов представлены на рисунке.

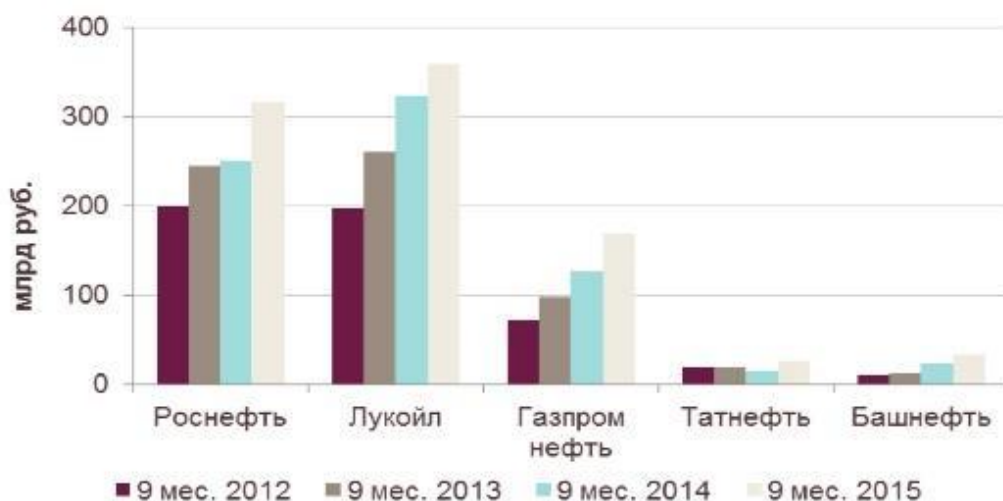


Рисунок 6 – Инвестиции в разведку и добычу российских нефтяных компаний (в России и за рубежом), за 9 месяцев 2012-2015 годов, млрд руб.

Однако в 2015 году инвестиции направлялись в основном в разработку действующих месторождений. Так, согласно отчету MD&A «Роснефти» за три квартала 2015 года рост капитальных затрат в разведку был обеспечен за счет увеличения вложений в эксплуатационное бурение, а не разведочное. При этом операционные расходы в разведочное бурение за рассматриваемый период в «Роснефти» также сокращались. Доступные данные за 10 месяцев 2015 года в целом по нефтяной отрасли подтверждают подобные тенденции – проходка в эксплуатационном бурении за 10 месяцев 2015 года по данным ЦДУ ТЭК выросла на 9,5%, а в разведочном – сократилась почти на 14%.

На рисунке 7 представлена возможная реакция нефтегазовых компаний на снижение цен на нефть

Компания	Стресс-тесты и планирование инвестиций
<u>Роснефть</u>	Стресс-сценарий для цены на нефть в 30 долл./барр. Стратегия поведения – продолжение реализации всех проектов, включая проекты на шельфе
<u>Лукойл</u>	Стресс-сценарий для цены на нефть в 30 долл./барр. Стратегия поведения – сокращение инвестиционной программы на 1,5-2 млрд долл. за счет разведки и добычи
<u>Газпром нефть</u>	Компания может вести деятельность при ценах на нефть в 18-20 долл./барр.
<u>Татнефть</u>	Основная стратегия компании в кризис – сокращение издержек; происходит сокращение финансирования отдельных инвестиционных проектов (с отдаленными перспективами развития)
<u>Башнефть</u>	Рассмотрены сценарии для различных значений цен на нефть. Значительного сокращения инвестиций не предполагается
<u>Независимые нефтяные компании</u>	Стресс-сценарий для цены на нефть в 30 долл./барр. Стратегия поведения – оптимизация эксплуатационных затрат, включая затраты на геологоразведку и бурение. Отсрочка инвестиционных проектов по разработке и разведке новых месторождений

Источник – данные компаний и СМИ

Рисунок 7 – Возможная реакция нефтегазовых компаний
на снижение цен на нефть

Риски сокращения издержек в разведку подтверждает министр природных ресурсов и экологии С. Донской, который в декабре 2015 г. озвучил оценки снижения инвестиций в геологоразведку: крупные нефтяные компании по итогам 2015 года сократили их на 12% (до 325 млрд. руб.). Также на 20% сократилось финансирование из федерального бюджета (до 28 млрд. руб.). Министр ожидает, что в дальнейшем при низких ценах на нефть расходы на геологоразведку будут сокращаться в первую очередь. Примерно такой же позиции придерживается и министр энергетики России А.Новак, который сообщил, что нефтяные компании не планируют сокращать расходы на эксплуатационное бурение, но при сохранении низких цен на нефть могут сократить расходы на разведку. Сейчас компании проводят стресс-тесты, определяя, при каких уровнях цен они начнут сокращать инвестиции. Предварительные оценки показывают неоднородность планов компаний, но многие при ценах 30 долл./барр. планируют сокращать инвестиции в разведку и добычу.

Таким образом, пока нефтяные компании не предпринимают каких-либо критических шагов в своей инвестиционной политике, перенося сроки только

по отдельным проектам и на небольшой период. Например, в настоящее время перенесено выполнение некоторых лицензионных обязательств, включая отдельные проекты «Роснефти» (например, Юрубчено-Тохомское месторождение).

2. Обоснование инвестиционного проекта разведывательной скважины

2.1 Характеристика ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» как участника инвестиционного проекта

Открытое акционерное общество «Нефтегазовая компания «Славнефть» (ОАО «НГК «Славнефть») было учреждено 26 августа 1994 года на основании постановления Правительства Российской Федерации от 8 апреля 1994 года № 305 и распоряжения Совета Министров Республики Беларусь от 15 июня 1994 года № 589-р. Основными учредителями «Славнефти» выступили Госкомимущество России с первоначальной долей в уставном капитале Компании 86,3% и Мингосимущество Республики Беларусь (7,2%).

В ноябре 2002 года Правительство Республики Беларусь реализовало принадлежавший белорусскому государству пакет акций «Славнефти» в размере 10,83%. 18 декабря 2002 года на аукционе в Москве был продан находившийся в российской федеральной собственности пакет акций «Славнефти», составлявший 74,95% от уставного капитала Компании.

На сегодняшний день уставный капитал Компании составляет 4754238 руб. и разделен на 4754238000 обыкновенных акций номинальной стоимостью 0,1 коп. 99,7% акций «Славнефти» на паритетных началах контролируется компаниями «Роснефть» и «Газпром нефть».

Сегодня «Славнефть» входит в десятку крупнейших нефтяных компаний России. Вертикально интегрированная структура холдинга позволяет обеспечивать полный производственный цикл: от разведки месторождений и добычи углеводородных запасов до их переработки. «Славнефть» владеет лицензиями на геологическое изучение недр и добычу нефти и газа на 31 лицензионном участке на территории Западной Сибири (ХМАО-Югра) и Красноярского края.

Основным нефтедобывающим предприятием Компании является ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»). Работая на Мегионском, Аганском, Ватинском, Тайлаковском и ряде других месторождений, «СН-МНГ» ежемесячно добывает около 1,3 млн. тонн углеводородного сырья. Ежегодная добыча всех предприятий холдинга составляет порядка 15,5 млн. тонн нефти.

Добытая нефть (за исключением экспортной доли) отправляется на переработку, которая осуществляется ОАО «Славнефть-ЯНОС» и ОАО «Мозырский НПЗ». Нефтеперерабатывающие предприятия Компании обладают значительными производственными мощностями и современным оборудованием, что позволяет выпускать высококачественную продукцию на уровне мировых стандартов. Ежегодно НПЗ «Славнефти» перерабатывают около 27,6 млн. тонн углеводородного сырья и производят более 5,4 млн. тонн автобензинов.

Реализуемая «Славнефтью» бизнес-стратегия призвана обеспечить устойчивое и сбалансированное развитие нефтедобывающих и перерабатывающих мощностей. Основными задачами Компании в настоящее время являются стабилизация уровня нефтедобычи, продолжение модернизации перерабатывающего производства и наращивание объемов переработки сырья, а также реструктуризация бизнеса, создание оптимальной схемы взаимодействия предприятий холдинга, снижение издержек и рост эффективности производственной деятельности.

Открытое акционерное общество «Нефтегазовая компания «Славнефть» имеет следующую структуру:

Геологоразведочные предприятия

- ООО «Мегион геология»
- ООО «Обь геология»
- ООО «Байкитскаянефтегазоразведочная экспедиция»

Добывающие предприятия

- ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

- ОАО «Славнефть-Мегионнефтегазгеология»
- ООО «Славнефть-Нижневартовск»
- ОАО «Соболь»
- ЗАО «Обьнефтегеология»
- ОАО «Обьнефтегазгеология»
- ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

Перерабатывающие предприятия

- ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»
- ОАО «Мозырский НПЗ»

Сбытовые предприятия;

- ОАО «Славнефть-Ярославнефтепродукт»
- ЗАО «Славнефть-Центрнефтепродукт»
- ЗАО «Топливо-заправочный комплекс «Славнефть-Туношна»
- СП ЗАО «Славнефть-Старт»

Сервисные предприятия;

- ООО «Славнефть - Научно-производственный центр»

Действующая в ОАО «НГК «Славнефть» система корпоративного управления призвана обеспечить принятие эффективных управленческих решений, способствующих поступательному и устойчивому развитию Компании в интересах всех ее акционеров. В области управленческой деятельности Компания опирается на мировой опыт, практику лидеров российского бизнеса, национальные стандарты корпоративного управления.

ОАО «НГК «Славнефть» занимает седьмое место в РФ по уровню нефтедобычи. Доля Компании в общем объеме добываемой в стране нефти составляет более 3,5%.

В Красноярском крае геологоразведочные работы осуществляет входящее в состав холдинга ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

ОАО «НГК «Славнефть» и его дочерние предприятия владеют лицензиями на поиск, разведку и добычу нефти и газа на 31 участке недр. На 30 из них расположены 34 нефтегазовых месторождения.

Продукция нефтеперерабатывающих заводов «Славнефти» реализуется как в России, так и за рубежом. Экспортные поставки нефтепродуктов и продажу их на внутреннем рынке РФ и Республики Беларусь осуществляют акционеры холдинга – компании ТНК-ВР и «Газпром нефть».

ОАО «НГК «Славнефть» занимает восьмое место в РФ по уровню нефтедобычи. Доля Компании в общем объеме добываемой в стране нефти составляет 2,9%. Ключевым нефтегазодобывающим предприятием холдинга является ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». Разведка и доразведка нефтяных месторождений ОАО «НГК «Славнефть» ведутся силами входящих в состав холдинга предприятий – ООО «Мегион геология» (Западная Сибирь) и ООО «Байкитская нефтегазоразведочная экспедиция» (Красноярский край). ОАО «НГК «Славнефть» и его дочерние предприятия владеют лицензиями на поиск, разведку и добычу нефти и газа на 31 участке недр. На 30 из них расположены 35 нефтегазовых месторождений, в числе которых: в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре - Аганское, Ватинское, Мегионское, Мыхпайское, Северо-Покурское, Южно-Аганское, Кетовское, Покамасовское, Южно-Покамасовское, Западно-Покамасовское, Северо-Островное, Ново-Покурское, Луговое, Локосовское, Южно-Островное, Тайлаковское, Травяное, Ачимовское, Чистинное, Западно-Чистинное, Северо-Ореховское, Аригольское, Максимкинское, Кысомское, Ининское, Вахское, Восточно-Охтеурское, Малочерногорское, Узунское, Западно-Усть-Балыкское, Западно-Асомкинское, Островное и Фаинское; в Красноярском крае - Куюмбинское месторождение (территориально расположено на четырех лицензионных участках: Куюмбинском, Кординском, Абракупчинском и части Терско-Камовского) и северная часть Юрубчено-Тохомского месторождения (Терско-Камовский лицензионный участок).

На расположенном в Красноярском крае Подпорожном лицензионном участке с перспективными и прогнозными ресурсами нефти и газа открытых месторождений в настоящее время нет.

Объем запасов нефтяного эквивалента ОАО «НГК «Славнефть», рассчитанный в соответствии с международными стандартами PRMS (Система управления углеводородными ресурсами) по категории 2P (суммарные доказанные + вероятные), на 31 декабря 2015 года составил 5,12 млрд. баррелей, что практически соответствует уровню 2014 года. Запасы попутного нефтяного газа по критериям 2P увеличились за год на 7,8% и достигли 706 млрд .куб. футов.

Согласно результатам независимого аудита, запасы нефтяного эквивалента ОАО «НГК «Славнефть» по классификации 3P PRMS (суммарные доказанные + вероятные + возможные) также остались на уровне предыдущего года и составляют 7,83 млрд. баррелей. Запасы газа по 3P выросли в отчетный период на 5,9% – до 925 млрд. куб. футов.

Совокупные доказанные запасы нефти компании, рассчитанные по более консервативной методике Комиссии по ценным бумагам и биржам США SEC LOF (на срок рентабельности месторождений), составили на конец года 1,77 млрд. баррелей. Запасы газа по критериям SEC LOF оцениваются в 352,6 млрд. куб. футов.

В 2015 году компания открыла 13 новых залежей углеводородов на четырех лицензионных участках, расположенных в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре: Тайлаковском, Аганском, Покамасовском и Западно-Усть-Балыкском.

Независимый аудит запасов углеводородного сырья ОАО «НГК «Славнефть» в 2015 году проводился по 35 месторождениям, 33 из которых расположены в ХМАО–Югре, 2 – в Красноярском крае.

Результаты аудита запасов нефти и газа ОАО «НГК «Славнефть» за 2009-2015 годы приведены на основании оценки независимой компании DeGolyer and MacNaughton. В период 1997-2009 гг. постоянным аудитором «Славнефти»

являлась американская консалтинговая компания Miller&Lents, Ltd. В 2010 году с целью унификации корпоративной отчетности акционеры рекомендовали ОАО «НГК «Славнефть» поручить аудит запасов углеводородного сырья DeGolyer and MacNaughton.

В структуру холдинга «Славнефть» входят два нефтеперерабатывающих завода – ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез» (Ярославская область РФ) и ОАО «Мозырский НПЗ» (Республика Беларусь).

ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез» («Славнефть-ЯНОС») – крупнейший нефтеперерабатывающий завод Центральной России, мощность которого позволяет ежегодно перерабатывать более 15 млн. тонн углеводородного сырья. Располагая развитой производственной и транспортной инфраструктурой, ЯНОС занимает четвертое место среди российских НПЗ по объему переработки углеводородного сырья и третье место по производству моторных топлив. Доля предприятия в общем объеме перерабатываемой в России нефти составляет 5,4%.

Ассортимент выпускаемой ЯНОСом продукции насчитывает свыше 100 наименований. Многие виды производимых заводом нефтепродуктов включены в список «100 лучших товаров России». За высокие достижения в области повышения качества продукции в 2009 году предприятие удостоено Премии Правительства РФ.

С конца 1990-х годов на ЯНОСе осуществляется крупномасштабная программа реконструкции производства. За прошедшее время на заводе реконструировано и возведено более 20 крупных промышленных объектов, в том числе построен современный комплекс глубокой переработки нефти, включающий технологические установки гидрокрекинга (введена в эксплуатацию в ноябре 2005 г.), висбрекинга (сентябрь 2004 г.) и каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора (апрель 2006 г.).

Благодаря последовательной модернизации производства в последние годы ЯНОСу удалось существенно увеличить глубину переработки нефти и

выход светлых нефтепродуктов. В 2012 году ЯНОС стал одним из первых российских нефтеперерабатывающих предприятий, полностью перешедших на выпуск бензинов и дизельного топлива в соответствии с экологическим стандартом Евро-5.

Мозырский НПЗ расположен на юге Республики Беларусь в Гомельской области. Традиционными рынками сбыта для завода являются северные области Украины, запад России, юг Белоруссии, Польша и Чехия. Система продуктопроводов обеспечивает выход нефтепродуктов в страны Восточной Европы. Продукция Мозырского НПЗ всегда отличалась высоким качеством: низким содержанием сернистых соединений в реактивном и дизельном топливах; отсутствием тетраэтилсвинца в автомобильных бензинах; высокой теплотворной способностью мазутов.

Развитие Мозырского НПЗ осуществляется в соответствии с принятыми программами реконструкции предприятия, в рамках которых проводится модернизация действующих технологических установок и строятся новые промышленные объекты. Так, за последние 13 лет на заводе были введены в эксплуатацию комплекс каталитического крекинга, комплекс по производству бензола, установки висбрекинга гудрона, гидроочистки бензина каталитического крекинга, гидроочистки дизельного топлива, алкилирования, изомеризации, вакуумной перегонки мазута.

В 2015 году Мозырский НПЗ освоил выпуск нового вида продукции – высокооктанового бензина АИ-98-К5-Евро. В настоящее время на предприятии осуществляется строительство комплекса гидрокрекинга тяжелых нефтяных остатков и комбинированной установки производства высокооктановых компонентов бензина.

Продукция нефтеперерабатывающих заводов «Славнефти» реализуется как в России, так и за рубежом. Экспортные поставки нефтепродуктов и продажу их на внутреннем рынке РФ и Республики Беларусь осуществляют акционеры холдинга – компании «Роснефть» и «Газпром нефть».

2.2. Технико-экономическое обоснование инвестиционного проекта

2.2.1 Описание проекта

Этапы и стадии геологоразведочных работ на нефть и газ можно разделить следующим образом:

Региональный этап

Целью региональных геолого - геофизических работ является изучение основных закономерностей геологического строения слабо исследованных осадочных бассейнов и их участков и отдельных литолого-стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого-стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объемах.

Региональный этап изучения недр предшествует поисково-оценочному этапу и проводится до тех пор, пока существуют благоприятные предпосылки для обнаружения новых перспективных комплексов на неосвоенных глубинах и зон нефтегазонакопления в слабоизученных районах. В пределах нефтегазоносных районов региональные работы могут проводиться одновременно с поисково-оценочными и разведочными работами.

Поисково-оценочный этап.

Целью поисково-оценочных работ является обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях, и оценка их запасов по сумме категорий С1 и С2.

Поисково-оценочный этап разделяется на стадии: выявления объектов поискового бурения, подготовки объектов к поисковому бурению, поиска и оценки месторождений (залежей).

Разведочный этап.

Целью этапа является изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающих составление технологической схемы разработки (проекта опытно - промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или

проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения (залежи) газа, а также уточнение промысловых характеристик эксплуатационных объектов в процессе разработки.

Разведочные скважины бурятся для оценки запасов открытых залежей и месторождений. По данным разведочных скважин определяется конфигурация залежей нефти и газа, и рассчитываются параметры продуктивных пластов и залежей. Проводится большой комплекс исследований, включая отбор и исследование керна, отбор проб флюидов и исследование их в лабораториях, опробование пластов в процессе бурения и испытание их после окончания бурения, ГИС и другие.

На основании данных, полученных при бурении разведочных скважин, делается подсчет запасов нефти и газа открытых месторождений, а также составляется технологическая схема разработки месторождения. Технологическая схема, также, как и подсчет запасов, впоследствии корректируется с учетом результатов бурения уже эксплуатационных скважин.

Объектами проведения работ являются месторождения (залежи) нефти и газа.

В процессе разведки решаются следующие вопросы:

- уточнение положения контактов газ - нефть - вода и контуров залежей;
- уточнение дебитов нефти, газа, конденсата, воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин;
- исследование гидродинамической связи залежей с законтурной областью;
- уточнение изменчивости емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов;
- уточнение изменчивости физико-химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи;

- изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону с целью повышения коэффициентов извлечения.

Типовой комплекс работ включает бурение разведочных, а в ряде случаев и опережающих эксплуатационных скважин;

Этап разведки месторождения (залежи) завершается получением информации, достаточной для составления технологической схемы разработки (проекта опытно - промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно - промышленной эксплуатации месторождений (залежи) газа.

По результатам работ на этапе разведки приводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляются:

- отчет по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и попутных компонентов;

- технико-экономическое обоснование величин коэффициентов извлечения нефти и конденсата.

В Российской Федерации действует классификация запасов полезных ископаемых с разделением их на четыре категории: А, В, С1 и С2.

- К категории «А» относят детально разведанные запасы полезных ископаемых, если точно определены границами тел полезных ископаемых, их формы и строение, полностью выявлены природные типы и промышленные сорта минерального сырья и геологические факторы, определяющие условия их добычи.

- К категории «В» относят предварительно разведанные запасы полезных ископаемых, если контуры тел полезных ископаемых определены лишь приблизительно, без точного отображения пространственного положения природных типов минерального сырья.

- В категорию «С1» включают запасы разведанных месторождений сложного геологического строения, а также слабо разведанные запасы полезных ископаемых на новых площадях или на площадях, непосредственно

прилегающих к детально разведанным участкам месторождений. Такие запасы оцениваются путём экстраполяции геологических данных детально разведанных участков месторождений.

– К категории «С2» относятся перспективные запасы, выявленные за пределами разведанных частей месторождений на основании толкования их геологического строения, с учётом аналогии сходных и подробно разведанных тел полезных ископаемых.

Экономическая оценка проводится для каждого эксплуатационного объекта (залежи) и месторождения в целом для категорий запасов А, А+В1 и А+В1+В2. При проведении оценки извлекаемых и рентабельно извлекаемых запасов должны учитываться все эксплуатационные объекты месторождения (или лицензионного участка). При этом при расчете показателей экономической эффективности вариантов разработки учитываются доходы и расходы на утилизацию попутного газа прочих попутных компонентов, добываемых вместе с углеводородным сырьём.

Оценка рентабельно извлекаемых запасов углеводородного сырья и соответствующих коэффициентов его извлечения выполняется для эксплуатационного объекта (залежи) и месторождения в целом для каждого варианта разработки согласно проектно-технологической документации и дополнения к нему.

В проект пробной эксплуатации рентабельно извлекаемые запасы углеводородного сырья категорий С1 и С2 могут быть подсчитаны на основании технико-экономической оценки варианта разработки согласно проектный технологический документ и дополнения к нему.

Расчет технико-экономических показателей для составляемого проектный технологический документ и дополнения к нему проводится по вариантам 1-4. Варианты оценки технико-экономических показателей и их расчеты представлены в Таблице 1.

Таблица 1 – Варианты оценки технико-экономических показателей

Вариант	Описание
Вариант 1 (базовый)	Базовая добыча
Вариант 2	Вариант 1 + ПТПР бурения новых скважин - по варианту разработки согласно проектный технологический документ и дополнения к нему
Вариант 3	Вариант 2 + ПТПР инвестиционных ГТМ - по варианту разработки согласно проектный технологический документ и дополнения к нему
Вариант 4	Вариант 4 + ПТПР применения МУН - по варианту разработки согласно проектный технологический документ и дополнения к нему

Для расчета технико-экономических показателей Варианта 1 используются:

- уровень добычи углеводородного сырья согласно базовому варианту разработки (базовая добыча): поддержание уровня добычи жидкости по динамике восстановленной истории разработки и далее согласно проектный технологический документ и дополнения к нему с учетом вывода скважин базового фонда из эксплуатации, переводом добывающих скважин базового фонда под закачку, ликвидацией скважин базового фонда и т.п.
- текущие и капитальные затраты для мероприятий, связанных с обеспечением прогнозных технологических показателей разработки и обслуживанием базового фонда скважин, включая операции текущему ремонту скважин, капитальному ремонту на данном фонде скважин;
- текущие и капитальные затраты для геолого-технологических мероприятий на базовом фонде скважин, в результате выполнения которых не представляется возможным оценить прирост добычи нефти;
- текущие и капитальные затраты для мероприятий, связанных с поддержанием объектов внутрипромыслового транспорта, подготовки углеводородного сырья, дорог и прочих объектов промысловой инфраструктуры;
- текущие и капитальные затраты, связанные с вводом объектов незавершенного строительства, относимых к базовой добыче.

Показатели проектной скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Показатели скважины К 256р

Показатель	Значение
Залежь	Южно-Куломбинская
Блок	4
№ скв	К-256р
Год бурения	2016
Глубина скважины, м	3300
Прирост запасов нефти С1, тыс.т	1470
Прирост запасов газа С1, млн м3	214
Эксплуатационное бурение 1 скв, м	4200
Кол-во КРС (% от действ фонда), ед.	10
Год бурения эксплуатац.скв.	2018
Стоимость бурения ГРП, рублей, тыс.т	4 141 932

Выделение групп запасов нефти и газа по экономической эффективности рекомендуется осуществлять методом дисконтированных денежных потоков. В качестве экономического критерия оценки рекомендуется принимать чистый дисконтированный доход (*ЧДД*) - накопленный за расчетный период чистый денежный поток, приведенный к текущему моменту времени. Как вспомогательный показатель рекомендуется использовать внутреннюю норму доходности (*ВНД*).

В геологическом строении Куломбинского лицензионного блока и северо-восточного участка Терско-Камовского лицензионного блока принимают участие метаморфические образования архейско-протерозойского возраста, осадочные образования протерозойского, палеозойского и кайнозойского возрастов.

Сводный литолого-геологический разрез для Юрубчено-Тохомского и Куломбинского месторождений представлен на рисунке 8.

Куломбинское месторождение имеет блоковое строение, объясняющее наблюдаемые скачки флюидальных контактов. Все выявленные залежи относятся к тектонически-экранированному типу. Такая модель месторождения была разработана и утверждена ГКЗ РФ в 2007г (протокол № от 1524-ДСП от 14 декабря 2007 г). В последующих оперативных подсчетах запасов модель

месторождения принципиально не пересматривалась, уточнялись границы блоков, положение флюидальных контактов и некоторые подсчетные параметры. Проведенные в последние годы геологоразведочные работы, особенно, сейсморазведочные работы МОГТ 3D исследований 2010 и 2011 годов существенно уточнили структурно-тектоническое строение исследуемого района, в результате чего возникла необходимость корректировки существовавшей структурно-тектонической модели.

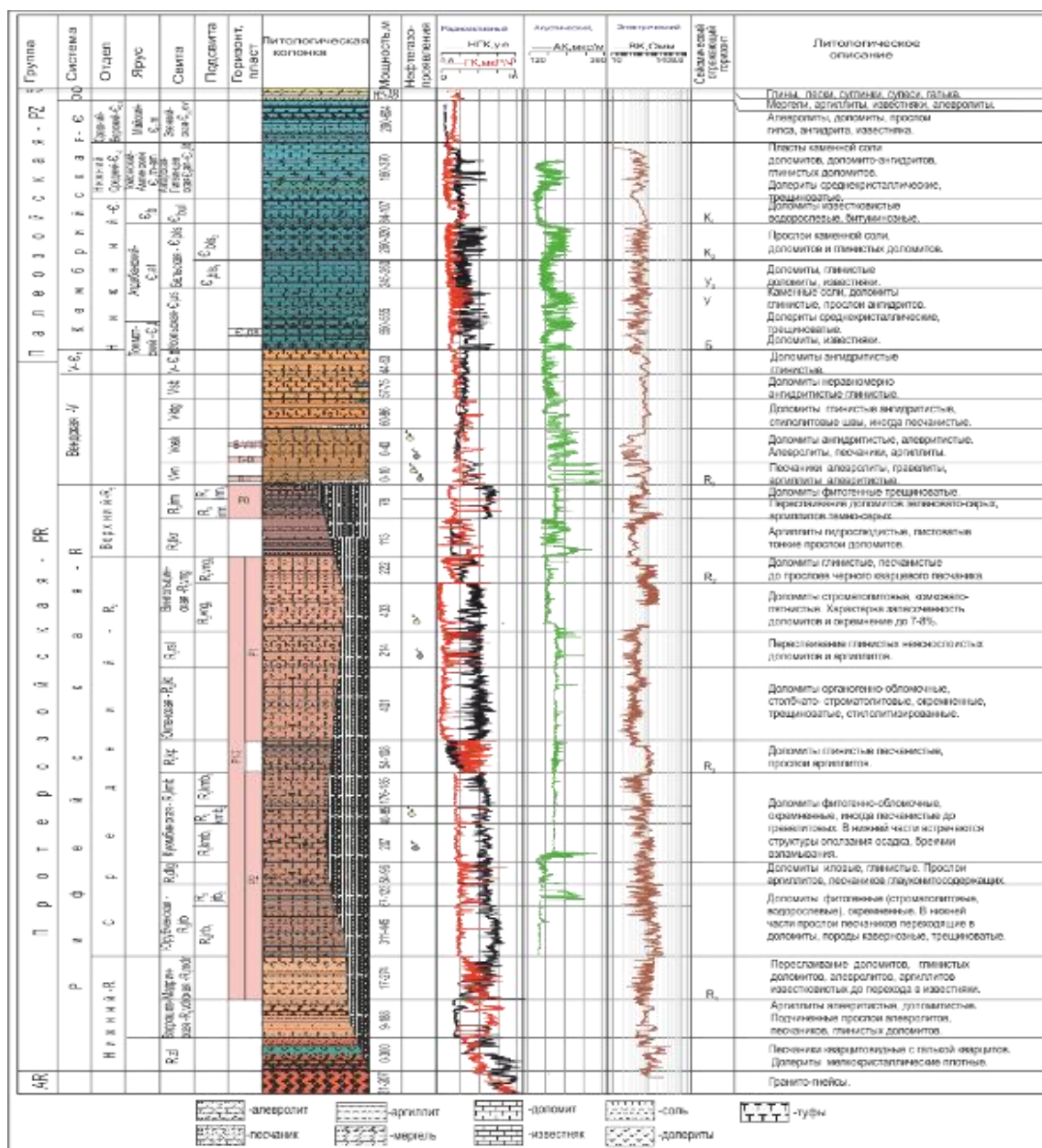


Рисунок 8 – Сводный литолого-геологический разрез для Юрубчено-Тохомского и Куумбинского месторождений

В рамках данных работ на основе анализа имеющейся информации сейсморазведочных работ МОГТ 2D и 3D, результатов бурения и испытания скважин была выполнена корректировка и уточнение структурно-тектонической модели строения залежей.

В первую очередь специалистами ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» было выполнено уточнение стратиграфических разбивок в скважинах, а также стратиграфическая приуроченность отражающих горизонтов. В рамках работ по теме «Формирование единого интерпретационного сейсмического проекта в пределах Камовского свода (Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское месторождения)» была сформирована сеть композитных маршрутов, охватывающая ЮТЗ в целом. Целью данной работы было сопоставление корреляции рифейских отражений Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского месторождений. В результате выполненных работ была принята единая стратификация ОГ, представленная в таблице 3 и отраженная на рисунке 9.

Таблица 3- Стратификация отражающих горизонтов

ОГ принятой сейсмогеологической привязки	Геологические маркеры
Б	кровля тэтэрской свиты венда – нижнего кембрия
R0	кровля эрозионной поверхности рифея
R2	вблизи подошвы токурской толщи рифея
R3	вблизи кровли копчерской толщи рифея
R3-4	вблизи кровли мадринской толщи рифея (на материалах МОГТ 3D)
R4	вблизи кровли вэдрэшевской толщи рифея

Основой следующего этапа формирования структурно-тектонической модели исследуемой площади послужили структурные карты 3-ех отражающих горизонтов: R4, R3 и R0, а также контуры принятых тектонических нарушений, переданные ООО «Славнефть-НПЦ». Переданные структурные карты по ОГ охватывали лишь частично территорию исследуемых участков, поэтому для построения корректной структурно-тектонической модели были задействованы материалы композитных профилей 2D и 3D через всю территорию ЮТЗ, а

также региональные карты, построенные ранее. На основе перечисленных выше материалов был отстроен набор структурных карт всех стратиграфических границ рифейского комплекса. Полученный набор структурных карт и явился каркасом для прогнозной геологической карты эрозионной поверхности рифея.

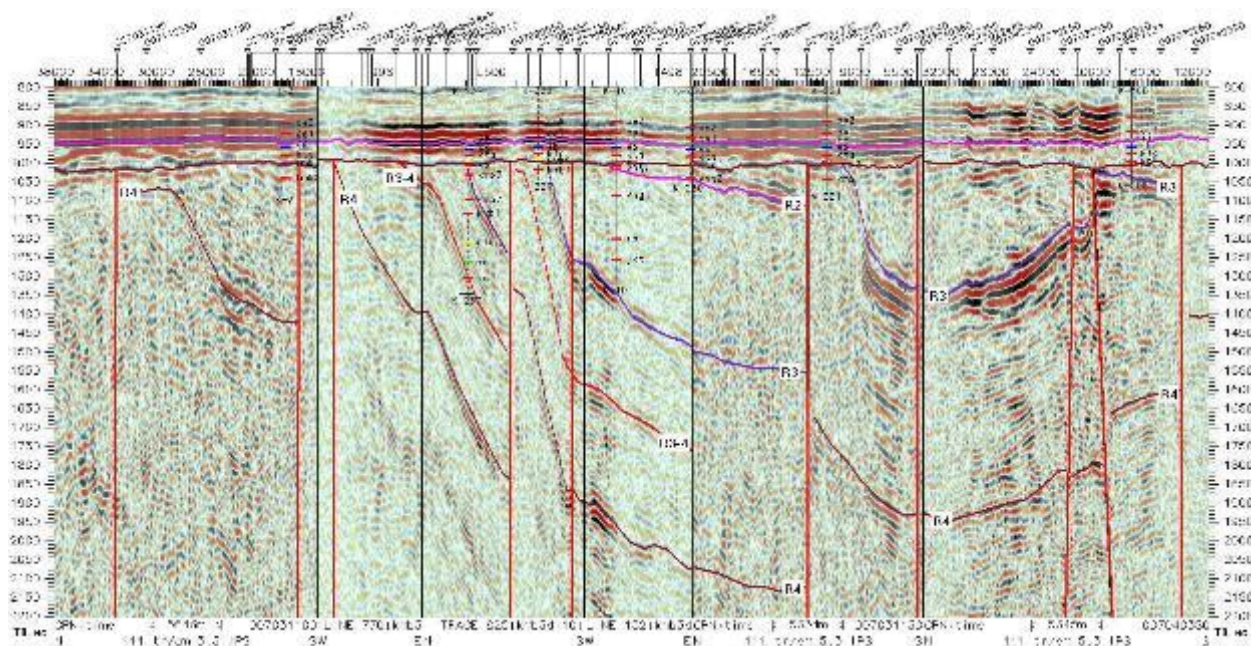


Рисунок 9 – Композитный маршрут через Куюмбинский и Терско-Камовский (северо-восточный) ЛУ

Заключительным этапом формирования структурно-тектонической модели Куюмбинского месторождения явился анализ разломной тектоники. На основании чего, рифейский осадочный мегакомплекс разделен на ряд зональных структурных элементов, обладающих присущими только им структурными и структурно-вещественными характеристиками: Петимокскую, Куюмбинскую, Центрально-Куюмбинскую, Южно-Куюмбинскую, Восточно-Куюмбинскую, Мадринскую, Терскую, Тохомо-Куюмбинскую и Кординскую блоковые системы.

Выделение экранирующих разломов, выступающих границами залежей, производилось по их выраженности в сейсмическом поле в результате

сбросовых и/или взбросовых дислокаций горизонтов и разделению ими блоков с различными ВНК. Среди экранирующих разломов выделяются 4 наиболее крупных региональных разлома: Куюмбинский и Камовский сдвиги, а также Мадринский и Деланинский надвиги. Экранирующие разломы имеют преимущественно северо-восточное, восточное простирание. Однако, следует отметить, что помимо основных экранирующих разломов на площади отчётных работ выделяется ряд дизъюнктивных нарушений, которые не являются флюидоупорами для разграничения залежей, но, в свою очередь, влияют на формирование трещинного пространства рифейского комплекса. Данные нарушения зачастую являются оперяющими относительно экранирующих разломов.

Сложное тектоническое строение рифейского мегакомплекса, представленное большим количеством субвертикальных разломов, хорошо видно на временных разрезах и вертикальных сечениях куба 3D. Также, для изучения пространственного распределения трещин и структуры трещинного пространства продуктивного поля рифейских пород специалистами ООО «Славнефть-НПЦ» разработана технология, ориентированная на выделение протяженных линейных (2D) и поверхностных (3D) сингулярностей (особенностей) волновых полей (технология SS).

Согласно результатам последних сейсморазведочных работ, особенно площадных, положение тектонических нарушений корректировалось, также была выполнена своеобразная классификация нарушений на экранирующие и не экранирующие разломы. В качестве критериев выделения тектонических нарушений являлись следующие признаки:

- экранирующие разломы: значительное смещение горизонтов вдоль плоскости разлома;
- не экранирующие разломы: шероховатость осей синфазности, следы дифрагированных волн и флексурообразные изгибы отражающих горизонтов.

В результате выполненных работ получен новый структурный план залегания рифейских толщ с корректировкой тектонических элементов и

прогнозная геологическая карта с выходами рифейских толщ на эрозионную поверхность рифея (рисунок 10). Границами залежей в обновленной модели являются как тектонические нарушения, так и границы глинистых толщ рифея, при выделении залежей максимально учтены данные испытания скважин.

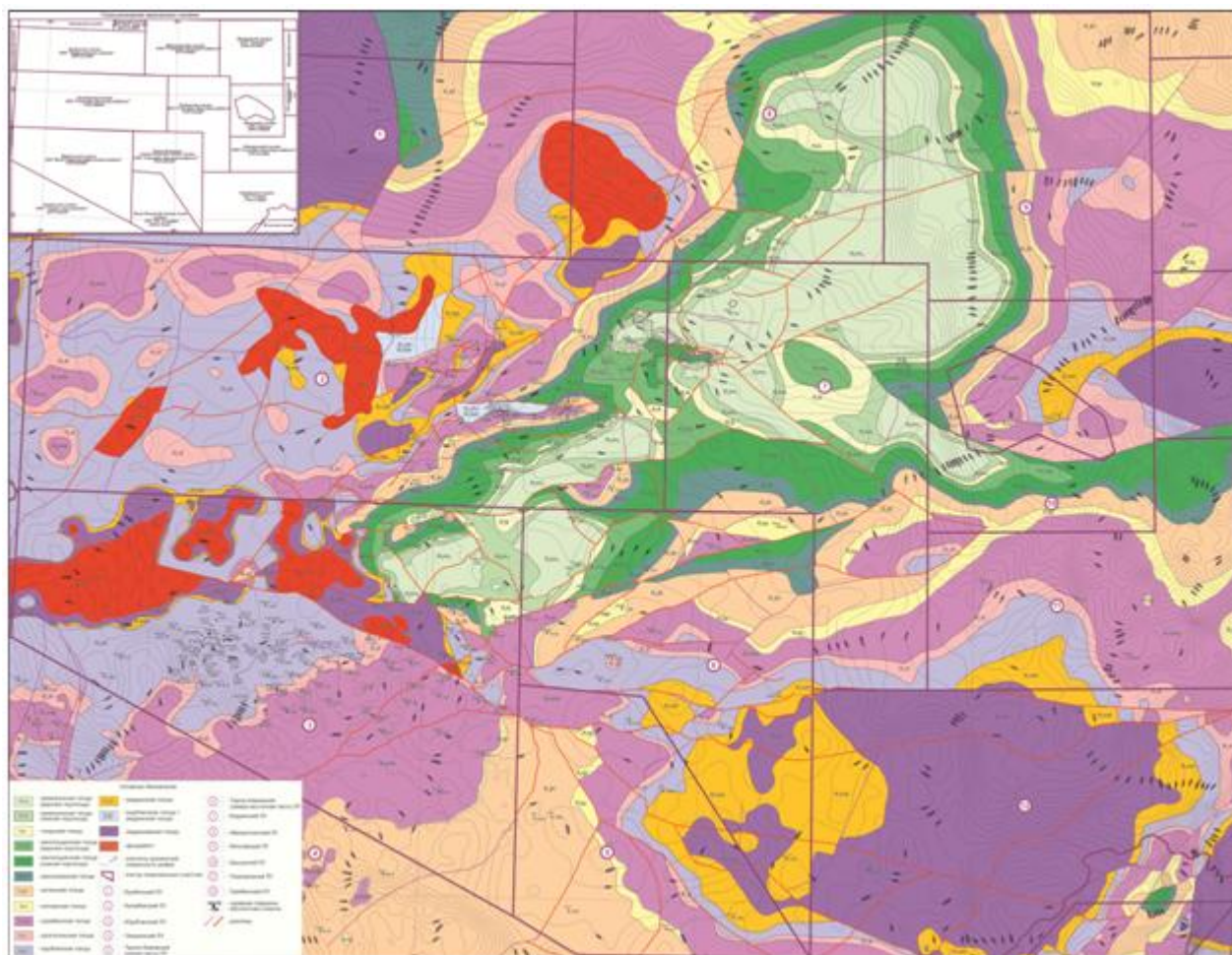


Рисунок 10 – Геологическая карта эрозионной поверхности рифея ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», модель 2014

В плане районирования по нефтегазоперспективности земель, по современным представлениям Куюмбинский и Терско-Камовский (северный) ЛУ находится в составе высокоперспективных земель Байкитской нефтегазоносной области юго-западной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и расположены в пределах Камовского нефтегазоносного района. Территория последнего относится к I (большая

часть) и V (крайний северо-запад) категориям перспективности земель по степени нефтегазоносности (Рисунок 11). Основные перспективы нефтегазоносности здесь связаны с вендскими терригенно-карбонатными и рифейскими карбонатными отложениями. Кроме того, получение скважиной Юр-67 (Юрубчено-Тохомское НГКМ) при испытании в колонне высокодебитных притоков газа (114,2 м³/сут) и конденсата (28 м³/сут) из коры выветривания гранито-гнейсов кристаллического фундамента, позволяют предполагать, что отдельные участки его выступов, подвергшиеся длительной эрозии и выходящие на предвендскую эрозионную поверхность, также могут являться объектами нефтегазонакопления и заслуживают изучения.

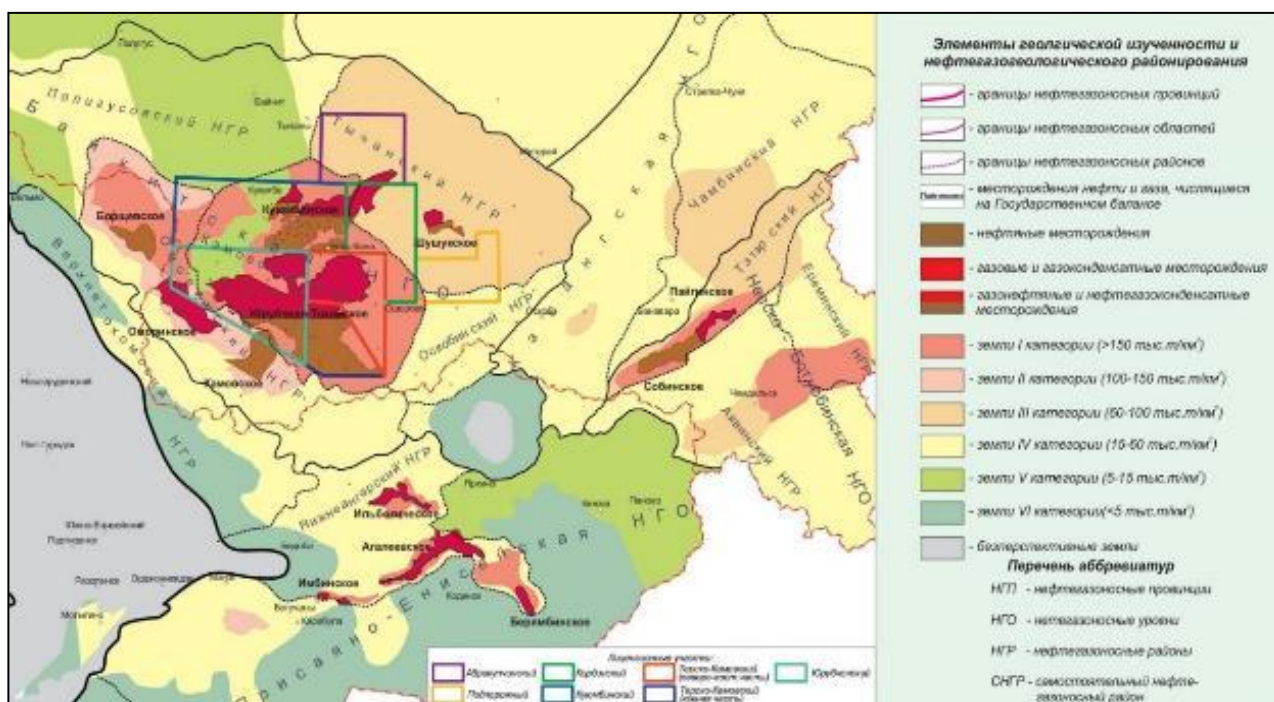


Рисунок 11 – Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования юго-западной части Сибирской платформы

Курумбинское месторождение имеет блоковое строение, объясняющее наблюдаемые скачки флюидальных контактов. Все выявленные залежи относятся к тектонически-экранированному типу. Такая модель месторождения была разработана и утверждена ГКЗ РФ в 2007г (протокол № от 1524-ДСП от

14 декабря 2007 г). В последующих оперативных подсчетах запасов модель месторождения принципиально не пересматривалась, уточнялись границы блоков, положение флюидальных контактов и некоторые подсчетные параметры.

Согласно модели принятой ГКЗ Куюмбинское месторождение включает Северо-Куюмбинскую газовую залежь, Куюмбинскую и Южно-Куюмбинскую группы нефтегазовых залежей, Камовскую, Абракупчинскую, Западно-Кординскую и Кординскую залежи. Абракупчинская и Кординская залежи открыты в 2011 г, запасы посчитаны и утверждены ЦКЗ РФ в июле 2011 г.

В 2013-2014 гг. по сейсмическим материалам уточнено строение рифейских отложений ЮТЗ. Учетом неоднородностей ВЧР статическими и кинематическими поправками, а также вычитанием кратных волн-помех, предпринята попытка добиться улучшения прослеживаемости отражений от рифейских границ.

В результате получен новый структурный план залегания рифейских толщ с корректировкой тектонических элементов. На основе сейсмических материалов проведена корреляция и стратификация рифейских разрезов, вскрытых скважинами, построены карты по ОГ и карты общих толщин толщ. Осуществлен прогноз выхода толщ рифея на эрозионный срез, обновлена прогнозная геологическая карта эрозионной поверхности рифея.

В связи с тем, что утвержденной МСК схемы расчленения рифея внутренних районов Сибирской платформы нет, в качестве наименования стратиграфического подразделения используется термин толща.

Залежи рифейских отложений в пределах Куюмбинского и Терско-Камовского (северного) ЛУ, стоящие на Гос.балансе по состоянию на 01.01.2014г. связаны с карбонатными горизонтами, разделяющимися глинисто-карбонатными отложениями долгоктинской, копчерской, рассолкинской и токурской толщ. (Рисунок 12).

По уточненной модели, как и прежде в разрезе рифея выделяется 11 толщ (снизу-вверх) - вэдрэшевская (R1vd), мадринская (R1md), юрубченская (R2jr),

долгоктинская (R2dl), куюмбинская (R2km), копчерская (R2kp), юктенская (R2jk), рассолкинская (R3rs), вингольдинская (R2vg), токурская (R3tk), ирэмэкэнская (R3im).

По результатам работ 2013-2014 гг. в разрезе рифейских отложений в представленном отчете выделяются 3 основных продуктивных горизонта, которые отделяются друг от друга копчерской и токурской, преимущественно, глинистыми толщами:

- горизонт P0, приуроченный к отложениям ирэмэкэнской толщи, покрывка - базальные отложения венда, залегающие на эрозионной поверхности рифея;

- горизонт P1 охватывающий юктенскую, рассолкинскую и вингольдинскую толщи, покрывка - аргиллиты токурской толщи, а там, где последняя размыта, вендские отложения;

- горизонт P2 охватывающий мадринскую, юрубченскую, долгоктинскую и куюмбинскую толщи, покрывка - отложения копчерской толщи, а в зонах отсутствия последней – базальные уровни венда.

Также внутри токурской, копчерской и мадринской преимущественно глинистых толщ могут находиться продуктивные подгоризонты, так в скважине К-206 из отложений копчерской толщи получены приток газа -11,2 тыс. м³/сут и пленки нефти (0,36 м³/сут). В скважине К-305 (Северо-Куюмбинская залежь, приуроченная к выходам мадринской толщи) из отложений мадринской толщи получены притоки газа до 262,1 тыс. м³/сут. Принята следующая индексация горизонтов:

- P0 tk – возможно продуктивный горизонт внутри токурской толщи;
- P1kp – продуктивный горизонт внутри копчерской толщи;
- P2mdr - продуктивный горизонт внутри мадринской толщи.

Эти изменения привели к изменению границ рифейских залежей, что в свою очередь повлекло за собой изменение количества выделяемых залежей.

Обоснование положений водонефтяного и газонефтяного контактов и определение границ блоков выполнялось на основании результатов испытания скважин, результатов измерения пластового давления, а также на основании исследований скважин методом гидропрослушивания. Ниже приведено описание залежей согласно новой структурно-тектонической модели.

К настоящему времени изучение закономерностей размещения залежей нефти и газа по Байкитской НГО позволит установить, что большая часть начальных суммарных ресурсов приурочена вендскому и вендско-нижнекембрийскому комплексам в которых содержится около 70% извлекаемых суммарных ресурсов углеводородов. Залежи нефти и газа выявлены в рифейском, вендском, вендско-кембрийском и кембрийском нетегазоносных комплексах.

Так, суммарные геологические запасы (434 млн. тонн) нефти концентрируются в юрубченском горизонте, а также в куюмбенском горизонте с суммарными запасами в 300 млн. тонн, что намного выше по сравнению с запасами ванаварского, оскобинского горизонтов так как в ванаварском горизонте геологические извлекаемые запасы нефти составляют только 9 млн тонн, а в оскобинском - 1 млн тонн.

Проектная глубина скважины К-256 по вертикали 2700 м (общая проходка 3300 м), под горизонтальное окончание планируется 600 м. Общая длина бокового ствола 600 м, длина горизонтального участка 300 м (рисунок 13).

Предлагается рассмотреть обоснование точки заложения разведочной скважины К-256 на Куюмбинском ЛУ.

Скважина К-256 закладывается бурением в пределах Залежи 1-4 (принадлежит к фазе I развития проекта), юго-восточнее скважины К-214, в пределах сильно дезинтегрированного поля неоднородностей (сингулярностей).

Ожидаемый прирост извлекаемых запасов нефти С1 – 1470 тыс. тонн.

Подсчетные параметры и подсчет ожидаемого прироста запасов нефти по разведочной скважине представлены в таблице 4.

2.2.2 Производственный план

Вероятностная оценка ожидаемых запасов нефти приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Вероятностная оценка ожидаемых запасов нефти категории С1

Год	Показатели в тыс. тонн	
	Добыча нефти	Добыча жидкости
2018	43,2	46
2019	88,39336	111
2020	86,6255	110
2021	84,89299	110
2022	83,195	109,31
2023	81,531	108,763
2024	79,901	108,22
2025	78,303	107,678
2026	76,737	107,14
2027	75,202	106,604
2028	73,698	106,071
2029	72,224	105,541
2030	70,77934	105
2031	69,36375	104
2032	67,97648	104
2033	66,61695	103
2034	65,28461	103
2035	63,97892	102
2036	62,69934	102
2037	61,44535	101
2038	17,205	28,824
Всего	1469,251	2091,391

Таким образом прогнозируется общий объем извлекаемых запасов нефти около 1470000 тонн в период с 2018 г по 2038 г. Данный показатель является весьма существенным, но все же требует дальнейшей проработки и коммерческой оценки эффективности и чувствительности проекта.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 6. Согласно динамике цен на Нефть Brent (ICE, Brent) USD/баррель составляет 50 USD, при курсе доллара определенном от 65 руб., с учетом дефляторов министерства экономического развития (108,4), стоимость одной тонны составляет 23 632,88 руб.

Таблица 6 – Исходные данные

Показатель	Значение
Цена Brent, дол./бар.	50
Скинда по качеству, дол./бар.	1,5
Ставка НДС по нефти, руб./т.	857,0
Эксп. пошлина на нефть, долл/т	344,6
Эксплуатационная пошлина до наступления окупаемости (Приразломное, Куюмба, Вакунайское, Юрубчено-Тохомское), долл/тн	154,4
Расходы на транспорт, руб./т.	79,1
Ставка дисконтирования, %	15,0

2.2.3. Расчет капитальных вложений и операционных затрат

В состав капитальных затрат включены затраты на поисково-разведочное бурение, сейсмику 3д, эксплуатационное бурение, оборудование не входящее в сметы строек, прочие объекты инфраструктуры, переменные затраты на добычу, переменные затраты на фонд, текущий и капитальный ремонт скважины, а также налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество и налог на прибыль. Объемы капитальных затрат представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Объем капитальных затрат

Затраты	Показатели в тыс. руб.
	Всего
Поисково-разведочное бурение (и сейсмика 3Д)	427 224
Эксплуатационное бурение	2 811 488
ОНСС	168 689
Прочие объекты инфраструктуры	734 531
Переменные затраты на добычу	1 099 070
Переменные затраты на фонд	725 786
ТРС	96 852
КРС	78 145
НДС	5 817 373
Налог на имущество	337 602
Налог на прибыль	1 891 959

Результат расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Амортизационные отчисления

Показатель	Значение
Скважины , тыс.руб.	3 238 712
Средний срок службы оборудования , годы	7
Амортизация , тыс.руб.	3 238 712
Сумма амортизации по годам ,тыс.руб.	3 238 712
ОННС, тыс.руб.	168 689
Средний срок службы оборудования, годы	4
Амортизация , тыс.руб.	168 689
Сумма амортизации по годам, тыс.руб.	168 689
Прочие объекты инфраструктуры, тыс.руб.	734 531
Средний срок службы оборудования, годы	10
Амортизация, тыс.руб.	734 531
Сумма амортизации по годам, тыс.руб.	734 531
Сумма амортизации / общая, тыс.руб.	4 141 932
Сумма амортизации / накопленная, тыс.руб.	4 141 932

Объем затрат, за весь период существования проекта составляет 14 195,0 тыс. руб.

3. Оценка эффективности инвестиционного проекта

3.1 Расчет операционной, инвестиционной и финансовой деятельности

Расчет выручки от реализации с учетом цены Франко нефтегазодобывающего управления, рассчитывается согласно таблице 9 и равняется 15 378 руб./тонн.

Таблица 9 – Выручки от реализации с учетом цены Франко

Реализация на внутреннем рынке	
Полная цена нефти (внутренний рынок), дол./т.	376,2
НДС	57,4
Реализация на экспорт, %	
Объем поставки	100,0
Полная цена нефти (экспорт), дол./т.	708,1
Акциз , дол./т.	0,0
Экспортная пошлина, дол./т.	154,4
Расходы по транспорту и перевалке, дол./т	79,1
Цена франко-НГДУ для выручки, руб./т.	15 378

Эффективность инвестиционного проекта оценивается в течение расчетного периода, охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения. Расчетный период разбит на шаги - отрезки, в пределах которых производится агрегирование данных, используемых для оценки финансовых показателей. Проект, как и любая финансовая операция, т.е. операция, связанная с получением доходов и (или) осуществлением расходов, порождает денежные потоки (потоки реальных денег).

Денежные потоки от реализации продукции приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выручка от реализации нефти и конденсата

Год	Выручка от реализации нефти и газа, тыс.руб	Товарная нефть + конденсат, тыс. т
2018	645 033	43
2019	1 319 829	88

Продолжение таблицы 10

Год	Выручка от реализации нефти и газа, тыс.руб	Товарная нефть + конденсат, тыс. т
2020	1 293 432	86
2021	1 267 564	85
2022	1 242 213	83
2023	1 217 368	81
2024	1 193 021	80
2025	1 169 161	78
2026	1 145 777	77
2027	1 122 862	75
2028	1 100 405	74
2029	1 078 396	72
2030	1 056 828	71
2031	1 035 692	69
2032	1 014 978	68
2033	994 679	66
2034	974 785	65
2035	955 289	64
2036	936 183	63
2037	917 460	61
2038	256 889	17

Ожидаемая выручка составит 21 937 844 тыс. руб.

Оценка эффективности проекта представлена следующими показателями, которые отражены в таблице 11, а также на рисунке 14

Чистый дисконтированный доход (NPV) – накопленный дисконтированный эффект за расчетный период. ЧДД характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта соответственно без учета и с учетом неравноценности эффектов (а также затрат, результатов), относящихся к различным моментам времени. Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы ЧДД проекта был положительным.

Внутренняя норма доходности (IRR) В более общем случае внутренней нормой доходности называется такое положительное число E_v , что при норме дисконта $E = E_v$ чистый дисконтированный доход проекта обращается в 0, при всех больших значениях E – отрицателен, при всех меньших значениях E –

положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что *ВНД* не существует.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования (*DPP*) называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования». Моментом окупаемости с учетом дисконтирования называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход $ЧДД(k)$ становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

Индекс прибыльности инвестиций (*PI*). Этот индекс демонстрирует отношение отдачи капитала к объему вложений в проект. *PI* – это относительная прибыльность будущего предприятия, а также дисконтируемая стоимость всех финансовых поступлений в расчете на единицу вложений. Если взять в расчет показатель *I*, который равен вложениям в проект, то индекс прибыльности инвестиций рассчитывается по формуле $PI = NPV / I$. Это относительный показатель, который дает представление не о реальном размере чистого денежного потока в проекте, а только о его уровне по отношению к инвестиционным затратам. Соответственно, индекс можно использовать в качестве инструмента сравнительной оценки эффективности разных вариантов, даже если по ним предполагается разный объем финансовых вложений и инвестиций. В ходе рассмотрения нескольких инвестпроектов *PI* можно использовать в качестве показателя, позволяющего «отсеять» неэффективные предложения. Если значение показателя *PI* равно или меньше единицы, проект не сможет принести необходимый доход и рост инвестиционного капитала, поэтому от его реализации стоит отказаться.

Таблица 11- Показатели эффективности проекта

Добыча		Выручка от реализации, млн.руб.	Затраты по Проекту, млн.руб.				NPV, млн.руб.	IRR, %	DPP,годы	PI,доли ед.
Нефть, млн. тонн	поп. газ, млрд. м3		Всего	Капитальные	Эксплуатационные	Налоги				
1,469	0,251	21 937,8	14 195,0	4 141,9	9,0	1,33	804,4	19,2	9,0	1,33

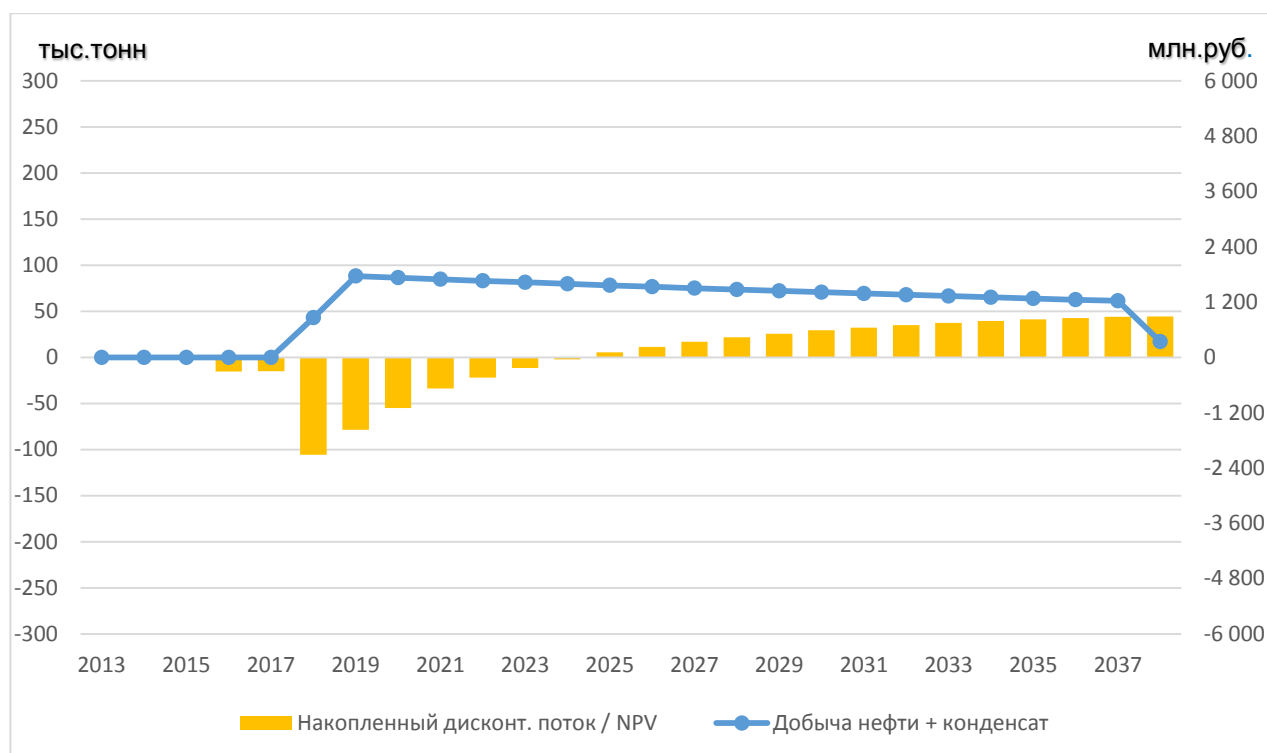


Рисунок 14 – *NPV* и добыча нефти

На рисунке 14 видно, что на начальных этапах проекта чистая приведенная стоимость отрицательная, но при дальнейшей эксплуатации, она становится положительной и в целом наблюдается положительная динамика основных показателей. Период окупаемости проекта составляет 9 лет.

3.2 Оценка чувствительности проекта

В ходе анализа чувствительности применяемого к проекту, происходит последовательное изменение каждого показателя. Затем оценивается процентное изменение критерия по отношению к базисному случаю. Затем используя полученные результаты проводится ранжирование по степени влияния на факторов на проект.

В таблице 12 проведен расчет показателей экономической эффективности при изменении основных факторов риска.

Таблица 12 – Анализ рисков при разработке скважины в абсолютных показателях

Показатель	Δ откл.										
	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	База	+10%	+20%	+30%	+40%	+50%
Капитальные затраты	1 993	1 773	1 552	1 332	1 112	804	671	450	230	9	-211
Операционные затраты	1 091	1 051	1 011	971	931	804	851	811	771	731	691
Ставка дисконтирования	2 778	2 246	1 807	1 444	1 142	804	682	507	361	238	135
Цена на нефть	-1 744	-1217	-690	-163	364	804	1 418	1 945	2 472	2 999	3 527

На рисунке 15 показано изменение *NPV* при изменении основных факторов риска.

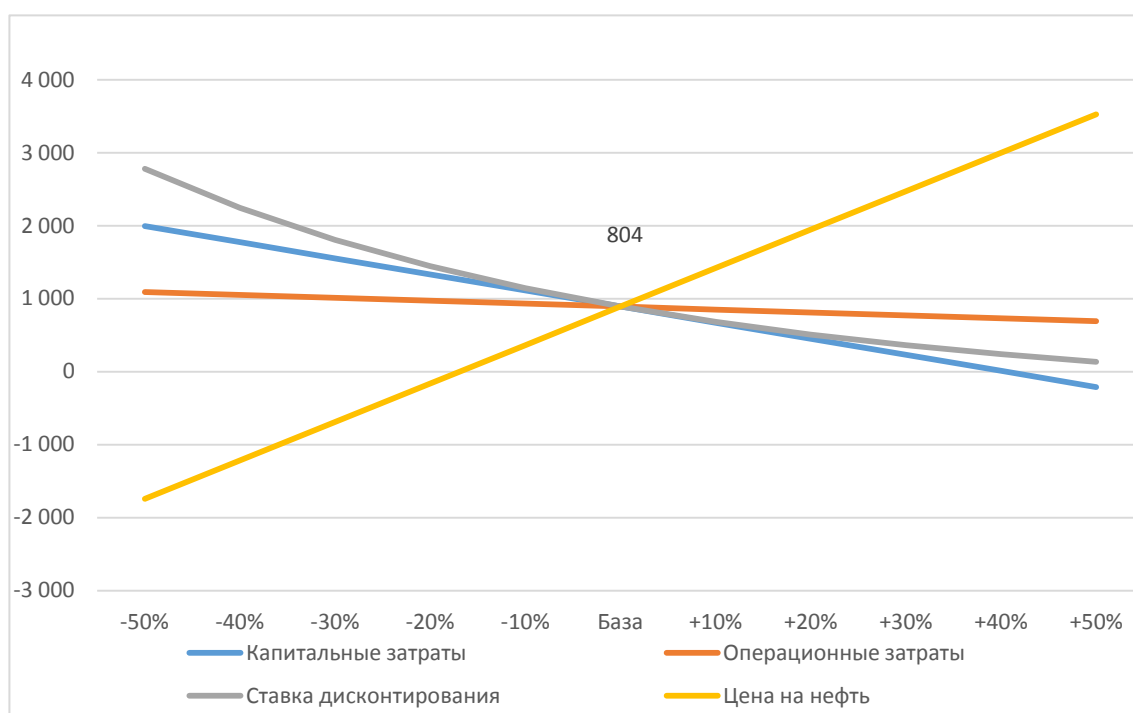


Рисунок 15 – Абсолютные значения накопленного дисконтированного потока при колебаниях ряда параметров проекта

Для оценки рисков и влияния его факторов используется относительные показатели, которые приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Анализ рисков при разработке скважины в относительных показателях

Показатель	Δ откл										
	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	База	+10%	+20%	+30%	+40%	+50%
Операционные затраты	0,224	0,179	0,134	0,090	0,045	0	-0,045	-0,090	-0,134	-0,179	-0,224
Капитальные затраты	1,237	0,989	0,742	0,495	0,247	0	-0,247	-0,495	-0,742	-0,989	-1,237
Ставка дисконтирования	2,118	1,520	1,028	0,620	0,282	0	-0,235	-0,431	-0,595	-0,733	-0,848
Цена на нефть	-2,958	-2,366	-1,775	-1,183	-0,592	0	0,592	1,183	1,775	2,366	2,958

Диаграмма для относительных показателей риска для анализа наибольшего влияния факторов представлена на рисунке 16.

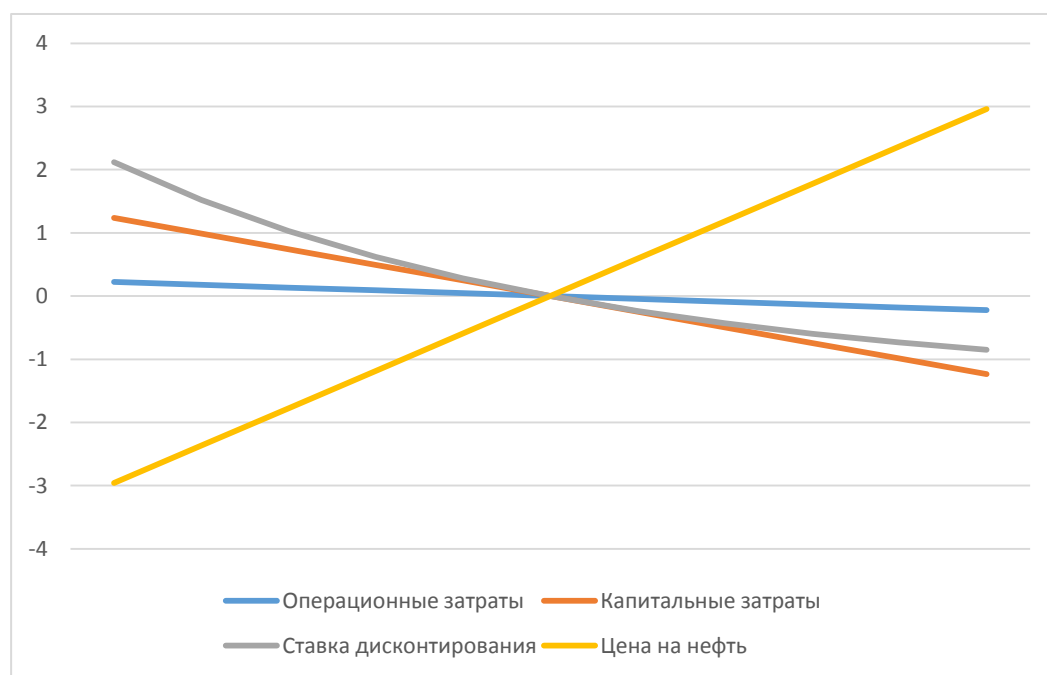


Рисунок 16 – Относительные значения накопленного дисконтированного потока при колебаниях ряда параметров проекта

Как видно из рисунков 15 и 16 наибольшее влияние на основные показатели эффективности проекта оказывает изменение цены реализации нефти, так как он имеет наибольший угол с осью абсцисс (ранг 1), на втором

месте находится объём капитальные затраты (ранг 2); затем следует ставка дисконтирования (ранг 3) и операционные затраты (ранг 4).

По результатам анализа можно сделать, следующий вывод; проект является достаточно устойчивым к влиянию основных факторов риска, таких как капитальные и операционные затраты и ставка дисконтирования, но все же весьма зависим от цены на нефть, что показывает насколько важно внимательно наблюдать за данным показателем в ходе реализации проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Россия – одна из немногих стран мира, и полностью удовлетворяющая свои потребности в газе за счет собственных ресурсов. Наша страна обладает уникальными запасами природного газа (1 место в мире): разведанные запасы - 49,2 трлн. м³, прогнозные (вероятные) запасы – около 230-240 трлн. м³.

На территории рассматриваемых регионов сосредоточены значительные ресурсы природного газа, конденсата и нефти. Начальные суммарные ресурсы газа суши Восточной Сибири и Дальнего Востока (44,9 трлн. м³) составляют около 19,0 % НСР России. Помимо суши, весьма значителен газовый потенциал морского шельфа – около 15,0 трлн. м³. Не выявленные ресурсы газа категории Сз-Д суши и шельфа Восточной Сибири и Дальнего Востока составляют 51,9 трлн м³ или около 33,0 % от общероссийских.

Разработка новых месторождений, эксплуатация и добыча нефти и газа на старых месторождениях, реконструкция, строительство и модернизация магистральных трубопроводов, переработка нефти и газа требуют принятия большого числа проектных решений относительно капитальных вложений. В настоящее время российский нефтегазовый комплекс (НТК) оказался в сложнейшей ситуации, характеризующейся минимально допустимыми для страны уровнями добычи нефтяного сырья (порядка 300 млн. тонн в год) и газа (менее 600 млрд. м³), что по оценкам специалистов, является нижним пределом энергетической безопасности страны. В России нарушилась основополагающая пропорция между приростами разведанных промышленных запасов и добыче углеводородного сырья.

Куюмбинское месторождение обладает значительным ресурсным потенциалом. На сегодняшний день текущие извлекаемые запасы нефти категории АВС1+С2 в пределах Куюмбинской залежи составляют 174 млн. тонн.

В бакалаврской работе проведен расчет экономической эффективности разработки скважины на месторождении Куюмбинского Лицензионного участка Байкитской НГО.

Период окупаемости проекта составляет 9 лет. По результатам анализа рисков можно сделать следующий вывод: проект является достаточно устойчивым к влиянию основных факторов риска, таких как капитальные и операционные затраты и ставка дисконтирования, но все же весьма зависим от цены на нефть, что показывает насколько важно внимательно наблюдать за данным показателем в ходе реализации проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Андреев, А. Ф. Основы проектного анализа в нефтяной и газовое промышленности / А. Ф. Андреев, В. Ф. Дунаев, В. Д. Зубарева. Москва: Нефть и газ, 1997. – 341с.
- 2 Алтунин, А. Е. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин: Монография. Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2004. – 296 с.
- 3 Бочаров, В. В. Инвестиции: Учебник /В. В. Бочаров. – Санкт-Петербург: Питер, 2009. – 384 с.
- 4 Брагинский, О. Б. Современное состояние и тенденции развития мировой нефтегазовой промышленности / О. Б. Брагинский // Нефть, газ и бизнес. – 2010. – №9. – С. 18-23.
- 5 Бушуев, В. В., Куричев, Н. К., Громов, А. И. Энергетическая стратегия 2050: методология, вызовы, возможности // ЭСКО. Энергетика и промышленность. 2013. № 6. – С. 28-36.
- 6 Витвицкий, Я. С. Экономическая оценка горного капитала нефтегазовых компаний: научная монография / Я. С. Витвицкий. – Ивано-Франковск ИФНТУНГ, 2007. – 431 с.
- 7 Волынская, Н. А. Экономическая эффективность освоения нефтяных ресурсов: оценка и регулирование / Н. А. Волынская, М. Ж. Пленкина, А. А. Сильванский. Санкт-Петербург: Недра, 2009. – 152 с.
- 8 Воронкова, А. Э. Диагностика состояния предприятия: теория и практика: монография / А. Е. Воронкова. - Москва: Изд-во «ИНЖЕК», 2008. – 520 с.
- 9 Горемыкин, В. А. Бизнес-план: методика разработки. 45 реальных образцов бизнес-планов / В. А. Горемыкин, А. Ю. Богомолов. 3-е изд., доп. и перераб. – Москва: «Ось-89», 2012. – 864 с.

- 10 Грибалева, Н. П. Бизнес-план. Практическое руководство по составлению / Н. П. Грибалева, И. П. Игнатов. – Санкт-Петербург: Белл, 2011. – 250 с.
- 11 Гужновский, Л. П. Планирование добычи нефти и подготовки запасов / Л. П. Гужновский, С. Е. Казаков. – Москва: Недра, 1989. – 190 с.
- 12 Гужновский, Л. П. Некоторые вопросы оценки нефтяного потенциала России / Л. П. Гужновский, В. В. Арбузов // ВНИИОЭНГ, – 2008, – № 12. – С. 112-120.
- 13 Иванченко, И. Методические подходы к оценке экономической эффективности методов увеличения нефтеизвлечения / И. Иванченко // Галицкий экономический вестник. – 2012. – № 6 (39). – С. 41-52.
- 14 Игонина, Л. Л. Инвестиции: Учеб. пособие / Л. Л. Игонина; Под ред. В.А. Слепова. – Москва: Юристъ, 2012. – 480 с.
- 15 Инвестиции: Учеб. пособие / Под ред. М. В. Чиненова. – Москва: КноРус, 2011. – 368 с.
- 16 Инвестиционный менеджмент: учебно-метод. комплекс / сост. Н. Д. Найденов, Н. Н. Ботош; СЛИ. - Москва, 2010. – 108 с.
- 17 Интегрированная система оперативного оценки затрат буровых предприятий: монография / И. Г. Фадеева, Н. А. Данилюк; Ивано-Франковск. нац. техн. университет нефти и газа, Каф. экономики. – Киев: Издатель Супрун В.П., 2009. – 170 с.
- 18 Коржубаев, А. Г., Формирование новых центров нефтегазового комплекса на Востоке России / А. Г. Коржубаев, И. В. Филимонова, Л. В. Эдер // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
- 19 Кульчицкий, И. И. Экономические механизмы оптимизации производственного потенциала нефтегазодобывающих предприятий / И. И. Кульчицкий // Вестник Хмельницкого национального университета. Хмельницкий. – 2009. – № 4, Т.3 (138). – С.42 – 48.

- 20 Крайнова, Э. А., Лоповок, Г. Б. Технико-экономическое проектирование в нефтяной и газовой промышленности. Учебник. — Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012. — 264 с.
- 21 Ксёنز, Т. Г. Оценка коммерческой эффективности научно-технических мероприятий на нефтегазодобывающих предприятиях: учеб. пособие / Т. Г. Ксёنز. — Ухта: УГТУ, 2008. — 164 с.
- 22 Конторович, А. Э., Эдер, Л. В. и др. Энергетика России: взгляд в будущее (Обосновывающие материалы к Энергетической стратегии России на период до 2030 года). Москва: Издательский дом «Энергия», — 2010. Гл. 6.2. — 616 с.
- 23 Мазур, И. Механизм обеспечения экономической эффективности функционирования нефтегазодобывающих предприятий: монография / И. Мазур. - Ивано-Франковск: Симфония форте 2011. — 296 с.
- 24 Меркулов, Я. С. Инвестиции: учеб. пособие /Я. С. Меркулов. — Москва: ИНФРА-М, 2010. — 420 с.
- 25 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, арх. и жил. политики; рук. кол.: Коссов В. В., Лившиц В. Н., Шахназаров А. Г. — Москва: ОАО «НПО «Изд-во «Экономика», 2000. — 421 с.
- 26 Мищенко, И. Т. и др. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.- Москва: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. — 448 с.
- 27 Моисеева, М. А., Войшвилло, И. Е., Милоголов, Н. С. Налогообложение добычи нефти и газа: тенденции развития // Финансовый журнал. — 2012. — №1. — С. 94-98.
- 28 Молчанов, А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа.: Учебник для вузов. — Москва: Издательский Дом «Альянс», 2010. — 580 с.
- 29 Мстиславская, Л. П. Нефть и газ — от поисков до переработки. Введение в специальность по нефтегазовым технологиям. — Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. — 309 с.

- 30 Нешитой, А. С. Инвестиции: Учебник/А. С. Нешитой. – 6-е изд., перераб. и испр. – Москва: Издательско-торговая корпорация «Дашков и КО», 2010. – 372 с.
- 31 Орлов, В. П. Минерально-сырьевые проблемы России на фоне глобальных тенденций // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. - № 2. – С. 3-5.
- 32 Оценка бизнеса: Учебник / А. Г. Грязнова, М. А. Федотова. – Москва: «Финансы и статистика», 2011. – 387 с.
- 33 Павловская, А. В. Оценка эффективности электроснабжения, электропривода и автоматики промышленных установок и технологических комплексов: Методические указания / А. В. Павловская. – Ухта: УГТУ, 2014. – 52 с.
- 34 Полякова, Т. В. Промышленная добыча нефти из горючих сланцев и перспективы изменения конфигурации мирового рынка нефти / Т. В. Полякова. // Вестник МГИМО Университета. – 2012. – №5(26). – С. 125-131.
- 35 Рябов, В. Д. Химия нефти и газа. – Москва: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2009. – 336 с.
- 36 Савицкая, Г. В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия. Учеб. пособие. – 5-е изд., перераб. и доп. – Минск: Новое знание, 2008. – 374 с.
- 37 Севрук, М. Экономический анализ в условиях самостоятельности предприятия. - Москва: Финансы и статистика, 2008. – 299 с.
- 38 Сергеев, И. В. Экономика предприятия. – Москва: Инфра-М, 2009. – 181 с.
- 39 Тетельмин, В. В., Язев, В. А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе.: Учеб. пособие для вузов. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2009. – 352 с.
- 40 Тетельмин, В. В., Язев, В. А. Нефтегазовое дело.: Учеб. пособие. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2009. – 800 с.

- 41 Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа: Учебник для вузов./ Под редакцией С. А. Ахметова. – Москва: Химия, 2005. – 736 с.
- 42 Фадеев, А. М., Череповицин, А. Е., Ларичкин, Ф. Д. Устойчивое развитие нового добывающего региона при реализации нефтегазовых проектов на шельфе Арктики // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2012. – №1. С. 27-38.
- 43 Халимов, Э. М. Инновационное развитие технологии разработки нефтяных месторождений // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – №2. С. 19-25.
- 44 Хазанович, Э. С. Инвестиции: Учеб. пособие / Э. С. Хазанович. – Москва: КноРус, 2011. – 320 с.
- 45 Хотяшева, О. М. Инвестиционный менеджмент : учебник / О. М. Хотяшева. - Санкт-Петербург: Питер, 2011. – 545 с.
- 46 Шеремет, А.Д., Сайфулин, Р.С. Методика финансового анализа предприятия. – Москва: Инфра-М, 2011. – 371 с.
- 47 Швандар, В. А. Инвестиционный менеджмент: учебник / В. А. Швандар, В. Я. Горфинкеля. – Москва: Вузовский учебник, 2011. – 546 с.
- 48 Экономика предприятия: Учебник для вузов / Под ред. проф. В. Я. Горфинкеля, проф. В. А. Швандара. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: ЮНИТИ-ДАНА, 2010. – 718 с.
- 49 Эдер, Л. В., Проворная, И. В. Основные направления инновационного развития нефтегазовой промышленности России // Инновационный потенциал экономики России: состояние и перспективы: сб. науч. тр. / отв. ред. А. В. Алексеев, Л. К. Казанцева; ИЭОПП СО РАН. Новосибирск, 2013. С. 165-184.
- 50 Энергетическая стратегия России на период до 2035 года: Учеб. пособие / Я. С. Меркулов – 2011. – 297 с.
- 51 Янковский, К. П. Инвестиции: Учебник / К. П. Янковский» - Санкт-Петербург: Питер, 2012. – 368 с.